

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»



Институт \_\_\_\_\_ Институт природных ресурсов  
Направление подготовки 210301 «Нефтегазовое дело»  
Кафедра \_\_\_\_\_ Геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Анализ повышения нефтеотдачи пластов в результате эффективного подбора нефтепромыслового оборудования на Вахском нефтяном месторождении (Тюменская область)»</b>

УДК 622.276.6.05-047.44(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С1	Мазайтов Эркин Тохирович		

**Руководитель**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Курганова Елена Владимировна			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна	инженер		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. каф. ГРНМ, доцент	Чернова Оксана Сергеевна	К.Г.-М.Н.,		

### РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b>в области проектной деятельности</b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего  
образования

Институт Институт природных ресурсов

Кафедра Геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      Чернова О.С.  
(Ф.И.О.)

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

бакалаврской работы

Группа

---

ФНО

3-2Б2С1

Мазаитов Эркин Тохирович

**«Анализ повышения нефтеотдачи пластов в результате эффективного подбора  
теплового оборудования на Вахском нефтяном месторождении (Тюменская  
область)»**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

№2799/с от 21.04.2017 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

---

05.06.2017

## Исходные данные к работе

Технологическая схема разработки Вахского месторождения, технологические режимы работы скважин, показатели разработки, и другие фондовые материалы ОАО «Томскнефть» ВНК

**Перечень подлежащих  
исследованию,  
проектированию и  
разработке вопросов.**

1. Введение
2. Общие сведения о месторождении
3. Геологическое строение месторождения
4. Анализ разработки Вахского месторождения
5. Техническая часть
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективности и ресурсосбережения
7. Социальная ответственность

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Глызина Татьяна Святославовна
«Социальная ответственность»	Немцова Ольга Александровна

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	15.12.2016 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Курганова Е.В.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б2С1	Мазаитов Эркин Тохирович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б2С1	Мазаитову Эркину Тохировичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рабочая документация, расчет финансовых потерь в сравнении с проектными показателями
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
Оценка финансовой составляющей инженерных решений (ИР)	Анализ эффективности разработки и эксплуатации месторождения
Оценка ресурсной, социальной (экологический эффект), финансовой эффективности ИР	Выполнить оценку ресурсоэффективности; определить социальные (экологические) последствия, провести расчет финансовых потерь в сравнении с проектными показателями

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.12.2016
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т.С.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С1	Мазаитов Эркин Тохирович		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
з-2Б2С1		Мазаитов Эркин Тохирович	
Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Геологии и разработки нефтяных месторождений
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Характеристика объекта исследования (технология, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Анализ и разработка мер по обеспечению благоприятных условий для работы оператора по добыче нефти и газа
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> </ul>	<p>Отклонение показателей микроклимата</p> <p>Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу</p> <p>В летне–осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые.</p> <p>Повышенный уровень шума и вибрации</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p>Специфическая особенность условий эксплуатации нефтяных скважин – высокое давление на устье.</p> <p>Высокое давление и загазованность указывают на повышенную пожаро и взрывоопасность объекта.</p> <p>Персонал, допущенный к эксплуатации скважин и ремонту оборудования, должен быть обеспечен спецодеждой и средствами индивидуальной защиты, предусмотренными для данного вида работ.</p> <p>На металлических частях оборудования, которые могут оказаться под напряжением, должны быть конструктивно предусмотрены видимые элементы для соединения</p>

	<p>защитного заземления. Рядом с этим элементом изображается символ «Заземление».</p> <p>Для оценки выполнения подготовительных мероприятий перед началом проведения газоопасной работы, производится анализ воздушной среды на содержание кислорода, а также вредных, взрывоопасных и взрывопожарных веществ с записью результатов в наряде–допуске.</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферный воздух.</p> <p>При строительстве объектов обустройства загрязнение атмосферы.</p> <p>Основные источники выбросов углеводородов в атмосферу при эксплуатации месторождения.</p> <p>В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха необходимо предусмотреть ряд мероприятий по предотвращению аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу.</p> <p>Мероприятия для снижения выбросов вредных веществ на 10–20 %, согласно РД 52.04.52–85.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p>Для Томской области характерны следующие чрезвычайные ситуации (ЧС):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- природного характера</li> <li>- техногенного характера</li> </ul> <p>Действия для предупреждения возможных аварий.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;</li> <li>- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с</li> </ul>

компоновке рабочей зоны	федеральным законом; -обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.12.2016

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна	инженер		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б2С1	Мазаитов Эркин Тохирович		



**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего  
образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт – Институт природных ресурсов  
Направление подготовки – 210301 «Нефтегазовое дело»  
Кафедра Геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений

Форма представления работы:

<b>Бакалаврская работа</b>
----------------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:		05.06.2016
Дата контроля	Название раздела (модуля) /вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.01.2016	Общие сведения о Вахском месторождении	15
24.02.2016	Геолого-физическая характеристика Вахского месторождения	20
22.03.2016	Рассмотрение и проведение анализа разработки месторождения	20
02.05.2016	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
17.05.2016	Социальная ответственность	20
01.06.2016	Оформление работы	5

**Составил преподаватель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Курганова Е.В..			

**СОГЛАСОВАНО:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав.каф.ГРНМ, доцент	Чернова О.С.	К. Г.-М. Н.		

## **РЕФЕРАТ**

Выпускная квалификационная работа состоит из 116 страниц, 25 рисунков и 34 таблиц, 18 источников.

Ключевые слова: месторождение, залежь, запасы, добыча нефти, разработка, скважина.

Объектом исследования являются добывающие скважины на Вахском месторождении.

Цель работы – анализ эффективности нефтеотдачи пластов в результате эффективного подбора нефтепромыслового оборудования

В работе приведены сведения геологическом строении Вахского месторождения, дан анализ разработки месторождения, представлены показатели текущего состояния разработки. Описаны техника и технологии эксплуатации скважин с помощью УЭЦН и УШСН, проведен анализ причин выхода из строя насосов и предложены рекомендации по улучшению эффективности работы ГНО.

## Обозначения и сокращения

В настоящей работе применены следующие сокращения:

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса

ННО – наработка на отказ

ГКЗ – государственная комиссия по запасам

МРП – межремонтный период

КВЧ – количество взвешенных частиц

ПЭД – погружной электродвигатель

ППД – поддержание пластового давления;

ШГН – штанговая глубинно-насосная установка;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

АСПО – асфальто-смоло-парафиновые отложения;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

КИН – коэффициент извлечения нефти.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ .....	15
2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	17
2.1 Стратиграфо – фациальная характеристика нефтегазоносных комплексов.....	17
2.2. Тектоническая характеристика строения месторождения .....	20
2.3. Нефтеносность и строение залежей нефти.....	21
2.4. Коллекторские свойства продуктивных горизонтов.....	29
2.5. Физико-химические свойства пластовых жидкостей.....	34
3. АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ВАХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	39
4. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....	55
4.1. Оборудование скважины эксплуатируемой УЭЦН.....	55
4.2. Оборудование скважины эксплуатируемой УШГН.....	60
4.3. Расчет МРП (межремонтного периода скважины).....	62
4.4. Нарботки на отказ УЭЦН .....	66
4.5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И БОРЬБЕ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ.....	68
4.6 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями .....	72
4.7 Мероприятия по предупреждению и борьбе с солеотложениями .....	76
4.8 Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией .....	77
4.9 Методы борьбы с механическими примесями.....	78
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	80
5.1 Организационная структура управления и основные направления деятельности ОАО «Томскнефть» ВНК .....	80
5.2 Характеристика проектных решений.....	80
5.3 Методика расчета экономического обоснования проведения комплекса КР .....	81
5.4 Расчет показателей экономической эффективности .....	84

5.5 Анализ чувствительности проекта к риску .....	89
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	99
6.1.Токсичность применяемых в производстве веществ и методы обеспечения безопасности .....	99
6.2. Обеспечение пожарной безопасности .....	101
6.3. Охрана недр и окружающей среды .....	102
6.4. Основные источники загрязнения атмосферного воздуха и характеристика вредных веществ в воздухе зоны нефтепромысловых объектов .....	103
6.5. Источники загрязнения водоемов и почв .....	106
6.6. Влияние нефтедобычи на водные объекты, почву и растительность	108
6.7. Мероприятия по охране недр и окружающей среды.....	109
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	114
Список используемых источников.....	115

## **ВВЕДЕНИЕ**

В последнее время наметилась устойчивая негативная тенденция к ухудшению условий эксплуатации скважин на месторождениях России вследствие вступления залежей с благоприятными геолого-промысловыми параметрами в позднюю стадию разработки. Это требует ввода новых недоразведанных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Что в свою очередь требует привлечения капитальных вложений.

На сегодняшний день любая нефтяная компания ставит перед собой задачи правильного подбора глубинно-насосного оборудования для нефтедобывающих скважин и расчета оптимальных условий его эксплуатации, продлевающих межремонтный период работы установок. Больше внимание уделяется установкам электроцентробежных насосов, на которые приходится основная доля добываемой продукции.

В целом по России из общего фонда скважин, на которых добыча нефти ведется механизированным способом около 75 % от общего объема добываемой нефти добывается с помощью УЭЦН и только 25 % - с помощью всех других технологий. Помимо непосредственной добычи нефти, электроцентробежные насосы применяются также на нагнетательных скважинах и в системах поддержания пластового давления (ППД).

В данной выпускной квалификационной работе была поставлена задача провести анализ повышения нефтеотдачи пластов в результате эффективного подбора нефтепромыслового оборудования на Вахском месторождении.

## **1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Вахское месторождение нефти открыто в 1965 г., введено в эксплуатацию в 1976 г., его разработка осуществляется силами ОАО «Томскнефть» ВНК.

Разработка месторождения осуществлялась согласно технологическим схемам разработки, составленным институтом СибНИИНП в 1976 г, 1980 г, а также нескольких дополнительных записок к ним.

Вахское месторождение в административном отношении расположено в Нижневартовском районе Тюменской области. В 113 км. восточнее от города Нижневартовска и в 80 км. от города Стрежевого. В пределах северной части месторождения находится вахтовый посёлок Вах. Разработку месторождения осуществляет ОАО «Томскнефть» (рис. 1.1).

Большая часть месторождения характеризуется спокойным рельефом и сильной заболоченностью.

Территория месторождения находится в среднем течении рек Вах и Трайгородская.

Климат резко континентальный. Ледостав на реках и озёрах проходит в ноябре. Реки вскрываются ото льда во второй половине мая.

Основным видом транспорта для завоза грузов на Вахское месторождение в летнее время является водный по р. Вах и автотранспорт. На территории месторождения проложены бетонные дороги к основным производственным объектам, к остальным - грузовые. В зимнее время от города Стрежевого прокладывается зимник.

Нефть с Вахского месторождения поступает по нефтепроводу на Стрежевской товарный парк, оттуда в магистральный нефтепровод Нижневартовск – Александровское – Анжеро-Судженск.

Энергообеспечение 110 и 35 квт. Осуществляется по ЛЭП от Сургутской ГРЭС.

На территории месторождения из строительных материалов имеется глина, песок, строительный лес. Водоснабжение осуществляется из подземных источников.[1]

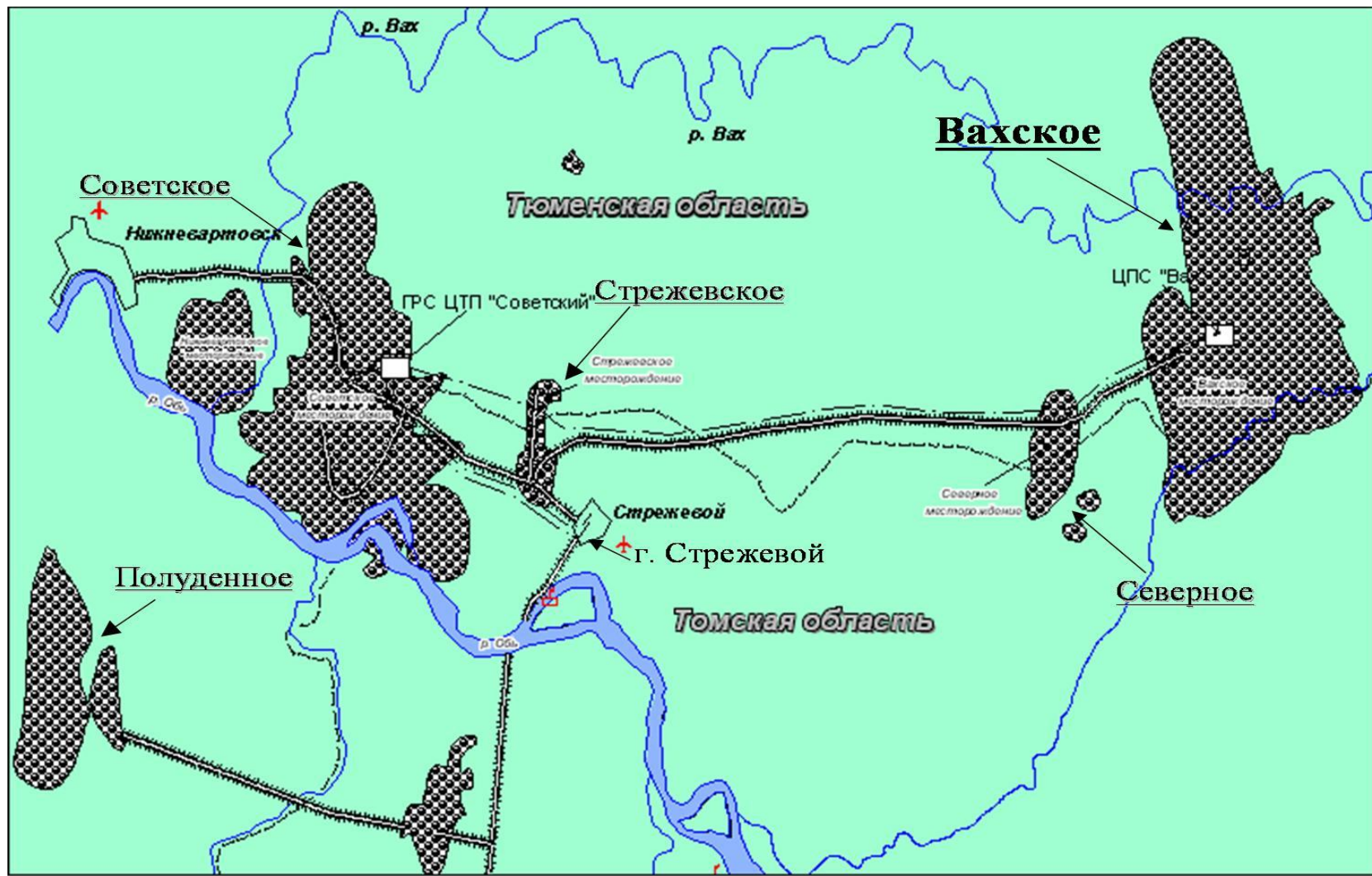


Рисунок - 1.1. Обзорная карта Вахского месторождения



## **2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

### **2.1 Стратиграфо – фациальная характеристика нефтегазоносных комплексов**

Геологический разрез месторождения представлен терригенными отложениями мезо-кайнозойского чехла, несогласно залегающего на размытой поверхности доюрского складчатого фундамента.

В пределах Вахской группы поднятий доюрские образования вскрыты восемью скважинами (№№ 11, 72, 80, 88, 102, 304, 347, 4529).

Согласно схематической геологической карты, учитывающей тектонику триасового периода в наиболее приподнятой, на тот период, части территории (Южно-Вахская площадь). Вскрыты докембрийские граниты, прорывающие сланцы серицит-кварцевого, биотит-кварц-амфиболитового состава. Параллельно им (скв. № 11) простирается комплекс отложений раннего силура, представленный филлитами, филитизированными алевролитами и аргиллитами.

Восточнее, в скважинах №№ 72, 102, вскрыты породы нижнего девона, представленные чередованием известняков, мергелей, глинистых известняков и известковистых аргиллитов, содержащие зоны повышенной трещеноватости, интенсивно брекчиированные и вторично карбонатизированные. В скважине № 304 идентичная часть отложений (нижний девон) представлена эффузивами и сопутствующими магматическими образованиями.

На палеозойской поверхности нижнего девона в районе скважин №№ 312 и 347 прослеживается полоса шириной 4 км известняков с прослоями органогенных, которые рассматриваются как потенциальные резервуары для скоплений углеводородов. Далее к востоку предполагается развитие верхне-девонских известняков, т.к. в скважине № 330 вскрыты глинисто-кремнисто-известковистые породы нижнего карбона, в которые (по аналогии с Нюрольским осадочным бассейном) пространственно переходят отложения верхнего девона.

Приведенное полосообразное распределение пород определено по данным единичных скважин, характеризующих только центральный блок.

Юрская система нижний – средний отделы тюменская свита

Вскрытая часть разреза тюменской свиты, в основном, представлена нефтеносными отложениями средней юры: горизонты Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>2</sub>.

Регионально выдержанный горизонт Ю<sub>3</sub> батского возраста общей толщиной 46-96 м расчленен на четыре пласта: Ю<sup>1</sup><sub>3</sub>, Ю<sup>2</sup><sub>3</sub>, Ю<sup>3</sup><sub>3</sub>, Ю<sup>4</sup><sub>3</sub>. В составе его отложений встречены все типы фаций аллювиального комплекса: русловые, пойменные, болотные, представленные песчаниками, алевролитами, аргиллитами, переслаивающиеся с углями. В периоды формирования пластов Ю<sup>2</sup><sub>3</sub> и Ю<sup>4</sup><sub>3</sub> площадь испытывала наибольший подъем, что сопровождалось развитием эрозионной обстановки, и как следствие, образованием мощной песчаной толщи, последняя распространена на большей части Северо-Вахской площади.

Образование верхних пластов Ю<sup>3</sup><sub>3</sub> и Ю<sup>1</sup><sub>3</sub> происходило в условиях тектонической стабилизации, когда наибольшее развитие получили пойменные фации.

Региональный горизонт Ю<sub>2</sub> келловейского возраста, в составе которого выделяются пласты Ю<sup>1</sup><sub>2</sub> и Ю<sup>2</sup><sub>2</sub>, формировался в переходной лагунно-дельтовой обстановке и сложен разнообразными осадками от континентальных до морских включительно.

В подошве пласта Ю<sup>2</sup><sub>2</sub> отмечается хорошо выраженный контакт размыва, представленный брекчеконгломератовидной породой, сменяющейся вверх по разрезу песчаником с линзочками угля и углисто-глинистой породой.

В подошве вышележащего песчаного пласта Ю<sup>1</sup><sub>2</sub> отмечается конгломератовидная порода в виде окатышей песчаника в глине. Песчаники имеют косую слоистость и следы морских микроорганизмов, свидетельствующие об их морском генезисе. Предположительно определено, что формирование пласта Ю<sup>2</sup><sub>2</sub> происходило, преимущественно, в условиях надводной равнины дельтового комплекса, Ю<sup>1</sup><sub>2</sub> - в условиях подводной

равнины и подводного склона дельтового комплекса. На отдельных участках, вероятно, существовала лагунная обстановка, в которой накапливались маломощные глинисто-алевритовые отложения.

#### Верхняя юра васюганская свита

Верхнеюрские отложения относятся к васюганской свите. В ее разрезе выделяются: нижневасюганская подсвита, подугольная, межугольная и надугольная толщи келловей-оксфордского возраста. Нижневасюганская подсвита небольшой толщины (2-6 м) представлена однородными серыми до черных аргиллитами, сформированными в застойных – лагунных условиях. Вышележащая подугольная толща перекрывается угольным пластом, она разделена на две пачки: нижнюю, преимущественно песчаную – пласт  $Ю^3_1$  и верхнюю, песчано-глинистую – пласт  $Ю^2_1$ . Разделы пластов  $Ю^2_1$  и  $Ю^3_1$  представлены глинистыми породами с пропластками углей или маломощными карбонатизированными песчаниками. Пласт  $Ю^3_1$  характеризуется плохой сортировкой песчаного материала, содержит конкреции пирита. Предполагается, что сформирован в субаквальной зоне дельтовой равнины. Пласт  $Ю^1_1$ , представленный переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников с намывами углисто-слюдистого материала с включением конкреций пирита, по ряду внешних признаков считается сформированным в условиях переходной зоны – субаэральная часть дельтовой равнины.

Межугольная толща, в соответствии с названием, находится между двумя выдержанными угольными пластами, литологически представлена переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников с обилием углистых остатков, что позволяет отнести ее к континентальным отложениям.

Выше по разрезу выделяется надугольная толща, она включает пласты  $Ю^{1A}_1$  и  $Ю^{1B}_1$ , которые подстилаются угольным пластом и перекрываются глинистыми образованиями георгиевской свиты. Пласты  $Ю^1_1$  накапливались в трансгрессивный этап развития осадочного бассейна. Причем формирование пласта может быть связано как с субаквальной частью дельтовой равнины, так и с самой верхней частью авандельты.

Меловая система нижний отдел ачимовская толща

Согласно седиментационной модели морские отложения ачимовской толщи представляются клиноформными. В их основании находится баженовская свита. В разрезе ачимовской толщи Вахской клиноформы выделено три песчаных пласта: Ач1, Ач2, Ач3, разделяющихся глинистыми прослоями. Они сформировались в обстановке подводного конуса выноса глубоководного склона шельфа, где наибольший интерес в нефтегазоносном отношении представляют их потоковые или руслоподобные фации.[2]

## **2.2 Тектоническая характеристика строения месторождения**

Вахское месторождение связано с группой структур (Вахская, Южно-Вахская, Восточно-Вахская, Северо-Вахская), объединенных в крупную брахиантиклинальную складку неправильной формы, расположенной в северной периклинальной части Криволуцкого вала, последняя осложняет центральную часть Александровского мегавала.

По поверхности отражающего горизонта Па гипсометрически наиболее высокое положение занимает Вахская структура, которая представляется брахиантиклинальной складкой субмеридионального простирания, по оконтуривающей сейсмоизогипсе минус 2150 м ее размеры в плане составляют 22 x 15 км, амплитуда 60 м. Крыльевые части относительно симметричны и ближе к центральной трети структуры осложнены структурными слабовыраженными носами и заливообразными погружениями. Ось структуры плавно погружается в северном направлении, в южном – слабо ундулирует, что сопровождается развитием цепочки мало амплитудных вершин; по стратоизогипсе минус 2130 м, их размеры составляют 2,0-4,2 x 0,8-1,8 км.

Юго-западная периклиналь Вахской структуры через неглубокий (8-10 м) прогиб сочленяется с Южно-Вахским поднятием, центральная часть последнего осложнена двумя дизъюнктивными нарушениями северо-восточного простирания. Имея незначительные размеры 9 x 8 км, амплитуда достигает 100 м. К северу и востоку от основной Вахской структуры по сейсмоизогипсе

минус 2280 м выделяется террасовидная ступень палеозойского заложения. Восточный борт последней плавно сопрягается с Люкпайским валом, юго-восточный резко погружается в сторону Усть-Тымской впадины. Часть террасы, примыкающая к восточному крылу Вахской структуры, в современном плане соответствует Восточно-Вахской структуре, которая осложнена многочисленными вершинами ориентированными, преимущественно, в субмеридиональном направлении. Наибольшее поднятие (1,4 x 4,0 км, амплитуда 53 м) приурочено к центральной части. В северной части террасы по оконтуривающей изогипсе минус 2240 м выделяется Северо-Вахская структура. В южном направлении по сейсмоизогипсе минус 2170 м она раскрывается в сторону Вахской структуры, а ее северная периклиналь осложнена двумя крупными структурными носами субмеридионального простирания, которые плавно погружаются в сторону Кошильской структурной зоны. Для отражения структурного плана больших размеров и сложного строения Кошильской зоны, выполненной сетки сейсмопрофилей недостаточно. Поэтому здесь приводится только общее, схематичное ее строение без дробления на мелкие структурные элементы.

Приведенная структурная поверхность в целом является основой для последующих построений поверхностей по кровлям песчаных тел- коллекторов продуктивных пластов.[14]

### **2.3 Нефтеносность и строение залежей нефти**

Промышленная нефтеносность в пределах Александровского свода, к которому приурочено Вахское месторождение, установлена в отложениях мелового, юрского и палеозойского возрастов.

Нефтеносность на Вахском месторождении установлена в пластах  $Ю^{1A}_1$ ,  $Ю^{1B}_1$ ,  $Ю^2_1$  и  $Ю^3_1$  верхней юры (васюганская свита) и  $Ю^1_2$ ,  $Ю^2_2$ ,  $Ю^1_3$ ,  $Ю^2_3$ ,  $Ю^3_3$  и  $Ю^4_3$  средней юры (тюменская свита).

Залежи нефти пласта  $Ю^{1A}_1$  обнаружены на всех структурах, входящих в Вахскую приподнятую зону. На большей части месторождения, где

промышленная нефтеносность доказана результатами ГИС и опробования, пласт Ю<sup>1А</sup><sub>1</sub> развит хорошо, его эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,4 до 12,0 м, составляя в среднем по месторождению 2,4 м.

Наибольшая средняя величина (4,5 м) нефтенасыщенной толщины соответствует Северо-Вахской, наименьшая (2,5 м) – Вахской залежи. Дебиты нефти скважин этой части месторождения изменяются от 4,1-50 т/сут (штуцер 4 мм) до 1,7-19,2 т/сут (ШГН).

На Северо – Вахской площади, пласт Ю<sup>1А</sup><sub>1</sub> выдержан на большей части площади, участками замещен непроницаемыми породами. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,2 до 12,0 м.

ВНК принят на абсолютных отметках 2168-2201-2207-2216 м. С наклоном на восток по материалам скв. 1093, 1094, 23Р, 31Р, 1084, 1250, 1066, 32Р.

Залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Размеры ее 7.5 х 6.8 км, высота 93м. Водонефтяная зона шириной 100 м занимает 2189 тыс м<sup>2</sup>, что составляет 6.4% от залежи.

Нижележащий пласт Ю<sup>1Б</sup><sub>1</sub> сравнительно хорошо развит на всех площадях месторождения. Дебиты нефти колеблются от 1.2 до 29.7 т/сут на 12мм штуцере и 1 до 24. 7 т/сут на ШГН.

На Северо-Вахской площади пласт получил развитие только на южной ее части, в центральной и северной частях заглинизирован. При этом эффективные толщины изменяются от 1 до 7,2 м. Залежи пластовые, сводовые, литологически ограниченные. Размеры залежи 5.8 х 3.3 км, высота 18 м.

На основе слияния пластов Ю<sup>1А</sup><sub>1</sub> и Ю<sup>1Б</sup><sub>1</sub> в некоторых скважинах, а также небольшой толщины глинистого раздела (1,2-3,0 м) между ними, считается, что указанные пласты гидродинамически связаны. Поэтому ВНК принят таким же, как и для вышерассмотренной залежи Ю<sup>1А</sup><sub>1</sub>.

Пласт Ю<sup>2</sup><sub>1</sub> имеет сложное морфологическое строение по разрезу, однако по площади распределен относительно равномерно. Вскрыт на глубине 2193-2323м. Литологически представлен чередованием песчано-алевритовых прослоев с глинистыми и карбонатно-глинистыми разностями пород. Дебиты

нефти в скважинах колеблются от 4 до 45.6 т/сут. на 8 мм. штуцере, от 2 24.9 т/сут. на ШГН.

По Северо-Вахской площади пласт Ю<sup>2</sup><sub>1</sub> распространен не повсеместно, вскрыт на глубине 2216-2272м. Эффективные толщины изменяются в пределах 1-21.4 м, участками пласт глинизируется. Залежь пластовая сводовая, частично литологически ограниченная.

Нефтенасыщенные толщины по территории месторождения колеблются в широком диапазоне от 0,4 до 29,2 м, при этом максимальные значения достигаются в зонах слияния с пластом Ю<sub>1</sub>. По залежам максимальное среднее значение нефтенасыщенной толщины, равное 8,9 м, отмечается на Вахской залежи, минимальное – 3,4 м на Северо-Вахской залежи. Поверхность ВНК, установленная по материалам 31 скважины, по залежам определилась на следующих абсолютных отметках:

Вахская	-2178-2188 м (скв. №№ 11р, 368, 540, 551, 589, 553, 642, 576, 643, 37р, 198, 726, 152, 171, 172, 185);
Восточно-Вахская	-2218-2232-2288 м (скв. №№ 1424, 883, 984, 73р, 76р, 77р, 799);
Северо-Вахская	-2174-2206-2218 м (скв. №№ 32р, 23р, 1094, 1106);
Кошильская	-2277-2312 м (скв. №№ 101р, 304р, 323р, 347р).

В целом по месторождению, включающему вышеперечисленные площади, отмечается ступенчатое погружение ВНК в северо-восточном направлении.

Ввиду значительной изменчивости по площади толщин песчаных тел, коллекторских характеристик, выраженной неоднородности, в совокупности влияющих на распределение нефтеводонасыщенности в залежах, приведенного количества скважин далеко не достаточно для достоверного представления изменчивого и в целом наклоненного положения ВНК. Поскольку положение ВНК в большинстве скважин определилось условно (кровля водонасыщенного, подошва нефтенасыщенного пропластка или по их срединному положению), то и местоположение контуров нефтеносности представлено с невысокой достоверностью.

Нефтяная залежь пласта Ю<sup>3</sup><sub>1</sub> довольно хорошо выдержана по площади и почти полностью перекрывается площадью нефтеносности вышележащего пласта Ю<sup>2</sup><sub>1</sub>, исключение составляют отдельные залежи, вскрытые единичными скважинами в южной части месторождения. Пласт вскрыт на глубинах 2213-2400 м. Дебиты нефти составляют 3,7-40,0 т/сут (штуцер 4 мм) и 3,3-16,0 т/сут ШГН. Значительное изменение по разрезу фильтрационно-емкостных свойств пласта повлияло на степень нефтенасыщения коллекторов, а соответственно, и на диапазон колебания поверхности ВНК, которая по залежам определилась на следующих абс. отметках:

- Вахская -2176-2178 м (скв. №№ 11р, 363б, 342, 590, 628, 401, 405);  
Восточно-Вахская -2218-2232 м (скв. №№ 73р, 76р, 905, 77р, 799, 32р, 1253);  
Северо-Вахская -2195-2221-2230 м (скв. а а 23р, 1093, 1106);  
Кошильская а) -2289-2284 м (скв а 304, 101р);  
б) -2337-2342 м (скв. е 311р, 332р).

Аналогично вышележащей части залежи по пласту Ю<sup>3</sup><sub>1</sub> проявляется понижение ВНК в северо-восточном направлении с -2176 до -2342 м

На Северо-Вахской площади пласт Ю<sup>3</sup><sub>1</sub> хорошо выдержан, имеет повсеместное распространение. Значения нефтенасыщенных толщин по скважинам изменяются от 9 до 12 м. Залежь пластовая сводовая.

Анализируя изменчивость положения ВНК по пластам в масштабах месторождения следует отметить, что на фоне выраженного погружения поверхностей контактов в северо-восточном направлении, в целом, вырисовывается более высокое гипсометрическое положение по пластам Ю<sup>1А</sup><sub>1</sub> и Ю<sup>1Б</sup><sub>1</sub> и наиболее низкое по пласту Ю<sup>2</sup><sub>1</sub> на Вахской и Восточно-Вахской площадях, на остальной части месторождения большее понижение по пласту Ю<sup>3</sup><sub>1</sub>. Указанные различия ВНК в ряде случаев обусловили пересечения контуров нефтеносности или фактор большей площади залежи по нижнему пласту относительно верхнего.



Промышленная нефтеносность тюменской свиты связана с пластами Ю<sup>1+2</sup><sub>2</sub>, Ю<sup>1+2</sup><sub>3</sub> и Ю<sup>3+4</sup><sub>3</sub> на Северо-Вахской, Восточно-Вахской и Кошильской площадях. Границы залежей в полной мере не контролируются структурными планами, а, в основном, зависят от распространения песчаных тел и их морфологии.

Залежи Ю<sup>1+2</sup><sub>2</sub> выявлены на Северо-Вахской и Восточно-Вахской площадях. На Северо-Вахской площади продуктивные отложения вскрыты на глубинах 2260-2300 м. Водонефтяной раздел вскрыт двумя наклонно- направленными скважинами №№ 1028, 2039, контакт установлен условно, полагаясь на гипсометрическую отметку подошвы нефтенасыщенной и кровли водонасыщенной частей пласта на абс. отметках -2205-2232-2263 м; по этим данным ВНК понижается в восточном направлении.

Геометризованная залежь имеет сложную конфигурацию, в значительной мере осложненную зонами глинизации пласта, в связи с этим юго-восточная граница залежи литологическая. При опробовании фонтанные притоки нефти составили 4,7-9,1 т/сут, при эксплуатации мехспособом: 4,4-33,6 т/сут. Указанная изменчивость дебитов, прежде всего, обусловлена различием вскрытых нефтенасыщенных толщин (0,6-18,8 м, в среднем 5,1 м), минимальные толщины больше тяготеют к юго-восточной и северо-западной частям залежи, максимальные – к центральной.

Ширина водонефтяной зоны колеблется в пределах 100-350 м, ее доля составляет 31,7% от площади всей залежи. По типу залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная, ее размеры в плане составляют 4,0 х 3,0 км, высота 49 м.

На Восточно-Вахской площади продуктивный пласт Ю<sup>1+2</sup><sub>2</sub> вскрыт на глубинах 2314-2369 м. Водонефтяной контакт принят по подошве нефтенасыщенной части пласта в скважине № 2551, что соответствует абс.отметке минус 2228 м. В связи с зональным характером развития пласта около 25-30% периметра залежи определилось по литологической границе. В процессе эксплуатации мехспособом начальные дебиты нефти составили 5,0-24,2 т/сут. По отношению к вышерассмотренной Северо-Вахской залежи

получены несколько меньшие дебиты, что связывается со вскрытием меньших нефтенасыщенных толщин, изменяющихся, в основном, в интервале 2,2-8,8 м, в среднем 2,7 м. Ширина водонефтяной зоны геометризуеться относительно небольшой 100-250 м, ее доля составляет 21,4% от площади всей залежи. Тип залежи – пластовая, сводовая, литологически ограниченная, геометрические размеры 4,5 х 2,5 км, высота 55 м.

Помимо рассмотренных основных залежей Ю<sup>1+2</sup><sub>2</sub>, также в районе скважин №№ 1242, 816 и 825, выделяются локальные небольших размеров 0,5 х 1,125 км<sup>2</sup>, вскрытые единичными скважинами эксплуатационной сетки, положение их контуров нефтеносности условное.

В разрезе тюменских отложений пласт Ю<sup>1+2</sup><sub>3</sub> является основным объектом разработки тюменских отложений на Северо-Вахской, Восточно- Вахской и Кошильской площадях.

На Северо-Вахской площади залежь Ю<sup>1+2</sup><sub>3</sub> вскрыта на глубине 2282-2365 м, она достаточно хорошо прослеживается в пределах площади, форма близка к изометричной. Примечательными являются невысокие дебиты нефти как фонтанных (3,3- 12,6 т/сут), так и механизированных скважин (10,1-31,8 т/сут) при сравнительно больших нефтенасыщенных толщинах (до 36,6 м), в среднем 16м. Это несоответствие связывается с пониженными коллекторскими свойствами пласта. Положение ВНК установлено по материалам ГИС и опробования скважин, он погружается в восточном направлении; на западной части залежи на абс. отметке минус 2266 м, восточной – на -2276-2288 м, по югу контур нефтеносности совмещается с границей повышенной глинизации пласта.

Ширина западной водонефтяной зоны наиболее узкая 125-375м, на остальной части увеличивается до 1375 м, доля ВНЗ составляет 34,3% от всей площади нефтеносности.

По типу залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Размеры в плане составляют 5,5 х 5,0 км, высота 83 м. Восточно-Вахская залежь Ю<sup>1+2</sup><sub>3</sub> имеет более сложное строение, контуром нефтеносности нередко

является граница распространения песчаных тел. По скважинам №№ 799, 782, 903 поверхность ВНК изменяется в значительных пределах: -2252-2319 м, либо контур нефтеносности проведен на середине расстояния между скважинами, вскрывшими, соответственно, нефтеносную и водоносную части пласта. Геометризованная залежь имеет сложные очертания, общее простирание северо-западное. Нефтенасыщенные толщины изменяются в пределах 0,6-20,2 м, в среднем 6,9 м. Выраженной закономерности в их изменении пока не установлено. В целом дебиты нефти ниже, чем по скважинам Северо-Вахской площади и составляют по фонтанным скважинам 2,6-4,0 т/сут (штуцер 4 мм), по механизированным 3,9-10,1 т/сут.

Ширина водонефтяной зоны изменяется от 125 до 1750 м и составляет 41,8% от площади всей залежи.

Тип залежи пластовая, сводовая, участками литологически ограниченная, ее размеры в плане составляют 5,0 x 2,5 км, высота 87-132 м.

Помимо основных залежей, в районе скважин №№ 1064, 2031, 1242 и 842, 72 выявлены локализованные участки нефтенасыщения небольших размеров 0,7-0,5 км, высота 2,6-13,2 м.

С пластом Ю<sup>3+4</sup><sub>3</sub> связаны залежи нефти Северо-Вахской, Восточно-Вахской и Кошильской площадей. По отношению к выше рассмотренным они характеризуются наименьшей суммарной площадью распространения

На Северо-Вахской площади продуктивная часть пласта вскрыта на глубинах 2334-2377 м. Пласты имеют линзовидное и полулинзовидное строение, характеризуются низкими коллекторскими свойствами. Четырнадцатью скважинами ( №№ 2006, 1226, 2017, 1212, 2035, 1024, 2038, 1009, 2082, 1016, 2045, 2046, 1017, 2096) обнаружено пять разобщенных литологически ограниченных залежей нефти, причем пласт в этих скважинах не опробован, характер насыщения определен только по материалам промыслово-геофизических исследований.

Нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,6 до 18,2 м. Контур нефтеносности принят условно на середине расстояния между скважинами,

вскрывшими нефтенасыщенную и водонасыщенную части пласта. Залежи пластовые, литологически ограниченные, с размерами 0,8-1,0 х 1,0-0,5 км, высота 15-25 м.

На Восточно-Вахской площади пласт Ю<sup>3+4</sup><sub>3</sub> вскрыт на глубинах 2319- 2376 м, с ним связаны три нефтяные залежи.

По основной залежи ВНК условно принят на абс.отметке минус 2269 м (по подошве нефтенасыщенной части пласта в скважине № 921), большая часть периметра залежи связана с границами замещения песчаных тел. В соответствии с особенностями геометризации залежей такого размера их форма близка к изометричной. В пределах рассматриваемой залежи нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,2 до 14,4 м, в среднем 6,6 м. При этом максимальные толщины тяготеют к центральной части залежи. Фонтанные притоки нефти составили 0,8-5,3 т/сут.

Ширина водонефтяной зоны колеблется в пределах 125-500 м, ее доля составляет 26% от всей площади нефтеносности.

Тип залежи пластовый, сводовый, литологически ограниченный, размеры в плане составляют 3,0 х 1,5 км, высота 47м

Залежи нефти в районе скважин №№ 72, 904 и 780-799 оконтурены условной границей, проведенной на двойном расстоянии шага сетки или на середине расстояния между скважинами, вскрывшими продуктивную и водонасыщенную части разреза, их размеры в плане составляют 0,5-1,375 х 0,5-1,25 км

На Кошильской площади пласт Ю<sup>3+4</sup><sub>3</sub> продуктивен в скважине №№ 347 и вскрыт в интервале глубин 2410-2419 м, нефтенасыщенная толщина равна 11,6м. В пределах условного контура нефтеносности, проведенного в радиусе двойной эксплуатационной сетки, размеры залежи составили 1,0 х 1,0 км.

Помимо продуктивных пластов васюганской и тюменской свит также выявлена нефтеносность палеозойских и меловых отложений.

При опробовании песчаных отложений ачимовской толщи в скважине № 326бис (присводовая часть Вахской структуры) из интервала 2168-2172 м

получен приток нефти дебитом 15 т/сут. Признаки нефтенасыщения в виде запаха нефти в керне (пленка нефти) при опробовании отмечены в скважинах №№ 321 и 20р, расположенных на западном крыле Вахской структуры, а также в зоне ее сочленения с Северо-Вахским локальным поднятием.

Перспективы неокомского разреза не ограничиваются ачимовскими отложениями. В результате испытания песчаных пластов куломзинской и тарской свит в сводовой части Вахской структуры были получены притоки нефти, газа и пластовой воды с пленкой нефти. Так в скважине № 10р из интервала 1869-1876 м (пл. А11) через 20 мм штуцер получен приток воды и нефти дебитами, соответственно, 53,6 и 2,8 м<sup>3</sup>/сут. В скважине № 16р при опробовании интервала 1864-1872 м (пл. Б10) получен приток газа дебитом 534,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут и воды с пленкой нефти – 374 м<sup>3</sup>/сут.

При опробовании палеозойских отложений в скважине № 347р Кошильской площади, представленных светло-серыми известняками (прослойки органогенных известняков) из интервала 2644-2656 м получен приток жидкости дебитом 11,6 м<sup>3</sup>/сут, из них 4,8 м<sup>3</sup>/сут (40%) нефти. Однако, количественных оценок запасов нефти не проведено из-за сложности строения слабоизученных палеозойских отложений и клиноформной ачимовской толщи, а также отсутствия надежных критериев выделения перспективных зон.[14]

## **2.4 Коллекторские свойства продуктивных горизонтов**

Фильтрационно-емкостные характеристики и нефтенасыщенность пластов оценивались по кернам, промыслово-геофизическим и гидродинамическим исследованиям:

- относительная амплитуда  $\alpha_{nc} = 0,45$  – для пластов горизонта Ю<sub>1</sub> и  $\alpha_{nc} = 0,50$  – для пластов тюменской свиты;
- пористость 12,8-13,6%;
- проницаемость 0,001 мкм<sup>2</sup>.

Поверхность ВНК для Вахской и Восточно-Вахской зоны определена по критическому значению удельного сопротивления  $\rho_n \leq 4,3$  Ом – для пластов  $Ю^{1A}_1$ ,  $Ю^{1B}_1$ ,  $Ю^2_1$  и  $Ю^3_1$  и  $\rho_n \leq 3,7$  Ом – для пластов горизонтов  $Ю_2$  и  $Ю_3$ .

Для определения характера насыщения и критических значений на Северо-Вахской и Кошильской площадях использовался комплексный геофизический параметр насыщения, равный 2,3, а также кривые фазовой проницаемости, выполненные на образцах керна.

Определение коллекторских свойств продуктивных пластов горизонта  $Ю_1$  по керновым данным проведено в 42 скважинах. Из нефтенасыщенной и водонасыщенной частей продуктивных пластов выполнено 1119 определений открытой пористости, 681 – проницаемости и 143 – остаточной водонасыщенности. Из них по нефтенасыщенной части 891 значений пористости, 543 – проницаемости и 113 остаточной водонасыщенности. Освещенность коллекторскими свойствами продуктивных пластов примерно одинакова и составила для  $Ю^{1A}_1$  – 2,2 определения на 1 метр нефтенасыщенной толщины, для пластов  $Ю^{1B}_1$ ,  $Ю^2_1$  и  $Ю^3_1$ , соответственно, 1,7, 2,8 и 2,3 определения. В объеме  $Ю^1_1$  наилучшей проницаемостью (0,042 мкм) выделяется  $Ю^{1B}_1$  и по пласту  $Ю^1_1$  в целом газопроницаемость в пятеро превышает  $Ю^{2+3}_1$ , соответственно, почти вдвое шире диапазон изменения параметра и вдвое выше его коэффициент вариации, т.е. наибольшей неоднородностью газопроницаемости выделяется пласт  $Ю^1_1$ .

Проявляется обратная картина по величине открытой пористости: диапазон ее изменения (0,13-0,24) шире по  $Ю^{2+3}_1$ , по выборке  $Ю^1_1$  представлена более узким интервалом значений 0,14-0,215.

Несмотря на слабую освещенность керновым материалом и литологическую неоднородность пластов в целом, с достаточной надежностью можно констатировать, что в целом коллекторские свойства пластов  $Ю^{1A}_1$  и  $Ю^{1B}_1$  несколько лучше нежели продуктивной толщи  $Ю^{2+3}_1$ .

Анализ изменения фильтрационно-емкостных свойств по площадям показал, что по пласту  $Ю^1_1$  ( $Ю^{1A}_1 + Ю^{1B}_1$ ) отмечается их улучшение на

Вахской площади, по пласту Ю<sup>2</sup><sub>1</sub> – на Восточно-Вахской площади, по пласту Ю<sup>3</sup><sub>1</sub> – на Вахской и Восточно-Вахской площадях.

Более представительными являются выборки параметров коллекторских свойств и нефтенасыщенности, полученные по данным промыслово-геофизических исследований. В целом по месторождению учтено 2590 определений пористости, 2590 – проницаемости и 2590 нефтенасыщенности. При этом освещенность продуктивных пластов определениями примерно согласуется с их нефтенасыщенными объемами. Также достаточно хорошо согласуются средние значения геофизических параметров с идентичными данными лабораторных исследований. При этом также проявляется вышеуказанная тенденция к улучшению фильтрационно – емкостных свойств по группе пластов Ю<sup>1А</sup><sub>1</sub> + Ю<sup>1Б</sup><sub>1</sub>.

Хорошо согласуются средние значения открытой пористости пластов Ю<sup>1</sup><sub>1</sub> и Ю<sup>2+3</sup><sub>1</sub>, определенных геофизическим способом с данными лабораторных, аналогичная идентичность значений и по параметру остаточная водонасыщенность (начальная нефтенасыщенность) наблюдается только пласта Ю<sup>1</sup><sub>1</sub>, для нижнего различия весьма существенны.

В связи со специфичностью способа определения фильтрационных свойств по материалам ПГИ верхний диапазон значений проницаемости составляет по: Ю<sup>1</sup><sub>1</sub> – 0,035 мкм<sup>2</sup>, Ю<sup>2+3</sup><sub>1</sub> – 0,020 мкм<sup>2</sup>, что в 10-20 раз меньше, чем по лабораторным анализам. В этой связи и средние величины параметра  $\gamma$  составили по указанным пластам, соответственно, 0,016 мкм и 0,009 мкм, что по отношению к определениям по керну по Ю<sup>1</sup><sub>1</sub> вдвое ниже, а по Ю<sup>2+3</sup><sub>1</sub> практически одинаковое.

По коэффициенту начальной нефтенасыщенности предпочтение должно отдаваться результатам определений по данным ПГИ в связи с тем, что лабораторные исследования представляют этот параметр только как верхнее (максимальное) значение для любого образца керна.

Выраженное несоответствие средних значений проницаемости, определенных по керну и ПГИ (пласт Ю<sup>1А</sup><sub>1</sub> Вахской площади и Ю<sup>1Б</sup><sub>1</sub> Вахской и

Восточно-Вахской площадей), объясняется явно недостаточным количеством лабораторных исследований при большом интервале изменения параметра.

В результате анализа изменения коллекторских свойств по площадям и разрезу выявлено, что относительно лучшими фильтрационно-емкостными свойствами (по ПГИ) характеризуется пласт  $Ю^{1A}_1$  Восточно-Вахской площади,  $Ю^{1B}_1 - Ю^2_1$  Вахской и  $Ю^3_1$  – Восточно-Вахской площадей. И существенно ухудшены параметры пластов по Северо-Вахской и Кошильской площадям.

По отношению к вышеуказанным методам оценки проницаемости несколько отличными являются гидродинамические, из которых наибольший объем исследований выполнен на неустановившихся КВД режимах фильтрации, последним характеризуется зона пласта в контуре влияния скважины.

Пласты горизонта  $Ю_1$  охарактеризованы достаточно полно гидродинамическими исследованиями скважин, размещенных только на Вахской и Восточно-Вахской площадях. При этом следует отметить, что выборка исследований по Северо-Вахской площади не представительна, не освещена этим видом исследований и Кошильская площадь.

Различная освещенность пластов гидродинамическими исследованиями, а также преобладающая совместная перфорация ( $Ю^{1A+B}_1, Ю^{2+3}_1$ ), не позволяют с достаточной степенью надежности судить о попластовом (от  $Ю^{1A}_1$  к  $Ю^3_1$ ) изменении проницаемости, поэтому имеется возможность оценить изменение проницаемости только по выше указанным группам пластов, объединенным в объекты разработки.

Исходя из приведенных данных можно отметить, что повышенными значениями средней проницаемости (по КВД) отличаются пласты  $Ю^{1A+B}_1$  Вахской, а также пласты  $Ю^{2+3}_1$  – Восточно-Вахской площадей.

Рассматривая выборки показателя по наиболее исследованным пластам и объектам разработки, следует заметить, что верхняя граница диапазона почти в 10-20 раз превышает выше охарактеризованные результаты, полученные по исследованиям ПГИ и близки к значениям лабораторных анализов. В подобном



соотношении находятся и средние значения проницаемости изучаемых пластов. Характерно, что проницаемости каждого из пластов  $Ю^{1A}_1$ ,  $Ю^{1B}_1$ ,  $Ю^2_1$ ,  $Ю^3_1$  между собой различаются не столь разительно (0,05-0,08 мкм<sup>2</sup>) как между объектами:  $Ю^1_1$  – 0,108 мкм<sup>2</sup> и  $Ю^{2+3}_1$  – 0,026 мкм<sup>2</sup>. Таким образом, если по средним значениям газопроницаемости различие было пятикратным, то по ГИС – четырехкратное, т.е. эти виды исследования дают практически одинаковые результаты.

Фильтрационно-емкостные свойства пластов  $Ю^{2+3}_1$  Южно-Вахской площади определены только по геофизическим данным одной скважины и составили для пласта  $Ю^2_1$  (1 определение): пористость – 0,14, проницаемость – 0,003 мкм<sup>2</sup>, нефтенасыщенность – 0,40; для пласта  $Ю^3_1$  (6 определений) указанные параметры определились, соответственно, равными: 0,15; 0,012 мкм<sup>2</sup>; 0,65.

Тюменские отложения, вскрытые на Восточно-Вахской, Северо- Вахской и Кошильской площадях, керновым материалом по площади и разрезу охарактеризованы неравномерно и недостаточно. По-существу исследован керн одной скважины Восточно-Вахской площади, при этом три определения проницаемости по пластам  $Ю^{1+2}_3$  и  $Ю^3_1$  определений по  $Ю^{3+4}_3$ . Изучены низкопроницаемые разности, в результате средние значения газопроницаемости составляют 0,002-0,003 мкм<sup>2</sup> при исследованной максимальной величине параметра 0,014 мкм<sup>2</sup>. Этого объема исследований, очевидно, далеко не достаточно для представления средних фильтрационно-емкостных характеристик пласта.

Фильтрационно-емкостные свойства пород тюменской свиты с требуемой полнотой представлены только по данным ПГИ. При этом наибольшей средней проницаемостью (0,012 мкм<sup>2</sup>) характеризуется пласт  $Ю^2_3$ , который среди продуктивных пластов тюменской свиты выделяется как основной объект разработки, содержащий наибольшие запасы нефти. Его проницаемость на 30% превышает среднюю проницаемость объекта  $Ю^{2+3}_1$ . По остальным частям тюменской свиты проницаемость существенно ниже; средние значения

составляют  $0,04-0,007 \text{ мкм}^2$ . Величина открытой пористости практически идентична средним верхних объектов  $Ю^1_1$  и  $Ю^{2+3}_1$ .

По данным немногочисленных гидродинамических исследований, проведенных в 7 скважинах, имеются сведения (КВД) только по пластам  $Ю^{1+2}_3$ ,  $Ю^2_3$ , по ним максимальное значение достигает  $0,01 \text{ мкм}^2$ , среднее по указанным пластам, соответственно, определилось равным  $0,001$  и  $0,003 \text{ мкм}^2$ .

## **2.5 Физико-химические свойства пластовых жидкостей**

Характеристика нефти и растворенного в ней газа дана по результатам исследования глубинных и поверхностных проб, проведенных в специализированных лабораториях ЦНИПра, СибНИИНП, Нижневартовского комплексного отдела, ТомскНИПИнефти.

Основной объем исследований выполнен по залежи  $Ю^1_1$  (136 поверхностных проб из 105 скважин и 55 глубинных – из 29 скважин), меньшее количество исследований по объекту разработки, объединяющему пласты  $Ю^2_1$  и  $Ю^3_1$  (56 поверхностных проб из 47 скважин и 17 глубинных – из 9 скважин). Из пластов тюменской свиты наиболее изучен основной продуктивный пласт  $Ю^2_3$  (7 поверхностных проб из 6 скважин и 17 глубинных проб из 9 скважин). В территориальном отношении наиболее изучены нефти Вахской, Северо-Вахской и Восточно-Вахской площадей, далеко не достаточно исследований по скважинам Кошильской площади. Проведен попластовый анализ изменения свойств пластовой нефти. Однако в связи с существующей гидродинамической связью между пластами и различной степенью освещенности пробами, четкой закономерности в распределении параметров по пластам не выявлено. Так минимальный газовый фактор отмечается по пласту  $Ю^{1+2}_3$  максимальный – по пласту  $Ю^{1-3}_1$ , объемный же коэффициент имеет минимальное значение также по пласту  $Ю^{1+2}_3$ , а максимальное – уже по пласту  $Ю^{2+3}_1$ .

При анализе изменения свойств пластовой нефти по площадям минимальные значения давления насыщения, газосодержания, газового фактора, вязкости, объемного коэффициента и, соответственно, максимальное

значение плотности отмечаются на Восточно-Вахской площади. Максимальные значения вышеперечисленных параметров и минимальное значение плотности отмечается на Северо-Вахской площади.

Четко выраженной вертикальной зональности в изменении свойств нефти от гипсометрического уровня их отбора не наблюдается. По видимому, оказали влияние как низкая плотность исследований, так и небольшой диапазон изменения глубин (2115- 2150 м) скважин с пробами нефти.

Пластовая нефть объектов Ю<sup>1</sup><sub>1</sub>, Ю<sup>2+3</sup><sub>1</sub> и Ю<sup>1+2</sup><sub>3</sub> мало отличается друг от друга и может быть охарактеризована как легкая (732,1-748,6 кг/м<sup>3</sup>), маловязкая (0,73- 1,21 мПа.с) с высокой степенью пережата (давление насыщения 8,2-9,5 МПа почти вдвое ниже пластового 19,0-22,6 МПа). Попластовые характеристики нефти Северо-Вахской площади приведены в таблице.

Физико-химические свойства разгазированной нефти и компонентный состав растворенного в ней газа определены по результатам как однократного, так и дифференциального разгазирования. Средние значения плотности нефти изменяются от 834,0 до 838,5 кг/м<sup>3</sup>, газовый фактор 63,4-94,1 м<sup>3</sup>/т, объемный коэффициент 1,209-1,243.

Следует отметить, что вертикальное (по пластам) различие принятых средних величин параметров оказалось не существенным (Таблица 1.2.).

Таблица - 1.2. Физико-химические свойства разгазированной нефти

Пласт	Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	Пересчетный коэффициент	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т
Ю <sup>1</sup> <sub>1</sub>	835	0,81	72
Ю <sup>2+3</sup> <sub>1</sub>	837	0,8	73
Ю <sup>1+2</sup> <sub>1</sub> , Ю <sup>1+2</sup> <sub>3</sub>	838	0,83	63

Газ, выделившийся при дифференциальном разгазировании нефти, по всем продуктивным пластам имеет углеводородный состав. По количественному содержанию метана (64,14-68,59 %), углекислоты (0,76- 1,92) и относительной плотности (1,033-1,087) относятся к полужирным.

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены достаточно полно. Дегазированная нефть характеризуется как легкая ( $844-857 \text{ кг/м}^3$ ) с повышенной вязкостью (в стандартных условиях  $6,28-10,28 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ), малосернистая ( $0,31-0,54 \%$ ), смолистая ( $20,26-24,66 \%$ ), парафинистая ( $2,26-2,73\%$ ), с высокой температурой начала кипения ( $63-86^\circ\text{C}$ ) и высоким выходом фракций, выкипающих до  $250^\circ\text{C}$ .

Бензиновая фракция характеризуется низким содержанием ароматических углеводородов ( $17,1 \%$ ), значительным количеством нафтенных (до  $35,2 \%$ ) и высоким содержанием парафиновых. При переходе от бензиновых к керосиногазойлевым и масляным фракциям, количество ароматических углеводородов возрастает до  $29,6\%$ , а количество метаново-нафтенных, соответственно, уменьшается.

Выше приведенные характеристики свидетельствуют о том, что свойства нефтей Вахского месторождения идентичны таковым юрских залежей других месторождений Томской области. Вахское нефтяное месторождение приурочено к центральным районам Западно-Сибирского бассейна.

В разрезе бассейна выделяется два гидрогеологических этажа, разделенных мощной глинистой толщей турон-олигоценового возраста. Верхний гидро-геологический этаж представлен олигоцен-четвертичными отложениями, содержащими пресные воды. Нижний этаж включает большой комплекс отложений, начиная от палеозойских и, кончая сеноманскими. Воды соленые, минерализация их достигает  $43 \text{ г/л}$ .

В составе нижнего гидрогеологического этажа наибольший практический интерес представляют воды ниже-среднеюрского, верхнеюрского и апт-альбсеноманского комплексов.

В эксплуатации Северо-Вахской залежи принимает участие ниже-среднеюрский водоносный комплекс. Водосодержащими породами продуктивных горизонтов Ю<sub>2</sub> и Ю<sub>3</sub> являются песчаники от средне- до мелкозернистых и алевролиты с линзами и прослоями угля. От вышележащих

васюганских отложений отделяются аргиллитами нижневасюганской подсвиты толщиной 2-6 м.

Рассматриваемый водоносный комплекс отличается как более высокой минерализацией, так и содержанием количества химических компонентов. Различие проявляется и по площадям, например, в пределах Восточно-Вахской (относительно Северо-Вахской) несколько повышены: минерализация и содержание макрокомпонентов Na, Ca, Mg, Cl,  $\text{NH}_4$ ; из микрокомпонентов увеличено содержание Rb, Br, B.

Промышленный интерес представляет только содержание Sr, достигая в скважине № 1059 656 мг/л. По классификации Щукарева воды относятся к хлоридно-натриевому типу, а по Сулину – к хлоркальциевому.

Верхнеюрский водоносный комплекс сложен мелко- реже среднезернистыми песчаниками, иногда переходящими в крупнозернистые алевролиты, которые слагают продуктивные пласты  $\text{Ю}_1^1$ ,  $\text{Ю}_1^2$  и  $\text{Ю}_1^3$ . Региональным водоупором являются аргиллиты баженовской свиты, они надежно изолируют нефтегазоносные отложения от воздействия вод вышележащих отложений.

Подземные воды этого комплекса охарактеризованы по Вахской, Северо-Вахской и Восточно-Вахской залежам. В целом наблюдается нормальная гидрогеохимическая зональность, выраженная в увеличении минерализации и содержания некоторых химических компонентов от верхнего пласта ( $\text{Ю}_1^1$ ) к нижнему ( $\text{Ю}_1^3$ ). Относительно площадной гидрогеохимической зональности, в целом можно только отметить наименьшую среднюю минерализацию (18,2 г/л) на Вахской площади, которая повышается до 32,4 г/л на Восточно-Вахской и в несколько меньшей мере (26,4 г/л) на Северо-Вахской площадях. Причины этого явления не изучены. Повышенное же значение минерализации (40 г/л) отмечается в единичных скважинах №№ 27, 110, 781 и 1246, что может быть объяснено вскрытием участков затрудненного водообмена вблизи зон выклинивания пласта.

Состав вод и их минерализация на всех рассматриваемых залежах для горизонта Ю<sub>1</sub> близки между собой и по классификации Щукарева относятся к хлоридно-натриевому типу, по Сулину – к хлоркальциевому. Содержание иона аммония в них составляет 24,7-73,4 мг/л, иода 2,9-4,6 мг/л, магния 60-166 мг/л.

Из микрокомпонентов в водах данного горизонта обнаружены Si, B, Li, Rb, F, Sr, причем содержание Sr в скважине 1246 Северо-Вахской залежи значительно превышает промышленные кондиции, достигая 808 мг/л.

Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс представлен мелко- и средне-зернистыми песчаниками и алевролитами покурской свиты толщиной 700-750 м. Водоупорной кровлей являются глинистые отложения кузнецовской свиты. Воды этого комплекса характеризуются высокими напорами и хорошей водообильностью.

В целом же воды этого комплекса по составу близки к водам горизонта Ю<sub>1</sub>, при смешивании в пластовых условиях осадка не образуется, поэтому успешно используется для закачки в объекты разработки в процессе многолетней эксплуатации месторождения.

### **3. АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ВАХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Вахское нефтяное месторождение открыто в 1965 г., относится к крупным. Освоение начато в 1976 г., Реализация системы разработки произведена в соответствии с решениями техсхемы 1976 г.

По мере уточнения строения залежей нефти составлялись дополнительные записки к техсхеме, и в 1991 г. – уточненная техсхема. В последней техсхеме даны проектные решения для всего месторождения, где на тот период состояло на балансе ВГФ 116,6 млн. т. извлекаемых запасов нефти, из них в пластах Ю11 и Ю12+3 – 96,1 %, остальные – в пластах Ю2, нефтенасыщенных в пределах Северо-Вахской и Восточно-Вахской площадей.

В соответствии с проектом в пределах разбуренной части объекта Ю1 решено перейти от площадной к блочно-замкнутой трехрядной системе расстановки скважин; фактическая плотность сетки составила 600 х 600 м. В пределах северной неосвоенной части месторождения скважины на каждый из объектов Ю11 и Ю12+3 размещены (со смещением на пол сетки) по трехрядной блоковой системе, сетка 500 х 500 м. с переходом впоследствии на очагово-избирательную систему.

В границах запасов категорий В+С1 размещено 2167 скважин основного фонда, из них 1233 скважины (56,9 %) для бурения, кроме того, 110 скважин резервных и 135 дублеров. Последний пересчет запасов нефти был произведен в 2004 г. (таблица 3.1).

Таблица - 3.1. Начальные запасы нефти по Вахскому месторождению, предложенные к утверждению в ГКЗ РФ

Объект	Категория запасов	Подсчетные параметры						Балансовые запасы
		Объем пород, тыс.м.	Коэффициенты, доли единиц		Удельный вес нефти	Пересчетный коэффициент	Газовый фактор	
			Пористость	Нефтена-сыщенность				
Вахская площадь								
Ю <sub>1</sub> <sup>1 А+Б</sup>	В+С <sub>1</sub>	813167	0,16	0,61	0,835	0,81	72	54818
	С <sub>2</sub>	96926	0,16	0,59	0,835	0,81	72	6096
Ю <sub>1</sub> <sup>2+3</sup>	В+С <sub>1</sub>	1301707	0,16	0,55	0,837	0,8	73	77297
	С <sub>2</sub>	15692	0,16	0,53	0,837	0,8	73	899
Восточно - Вахская площадь								
Ю <sub>1</sub> <sup>1 А+Б</sup>	В+С <sub>1</sub>	303145	0,16	0,65	0,835	0,81	72	21463
	С <sub>2</sub>	116911	0,17	0,63	0,837	0,81	72	8433
Ю <sub>1</sub> <sup>2+3</sup>	В+С <sub>1</sub>	863239	0,16	0,56	0,837	0,8	73	51866
	С <sub>2</sub>	101458	0,16	0,56	0,837	0,8	73	6078
Ю <sub>2</sub> <sup>1+2</sup>	С <sub>1</sub>	180927	0,15	0,63	0,838	0,83	63	12627
Ю <sub>3</sub> <sup>1+4</sup>	С <sub>2</sub>	39555	0,15	0,56	0,838	0,83	63	2308
Северо - Вахская площадь								
Ю <sub>1</sub> <sup>1 А+Б</sup>	В+С <sub>1</sub>	205065	0,16	0,68	0,835	0,81	72	15058
Ю <sub>1</sub> <sup>2+3</sup>	В+С <sub>1</sub>	527059	0,15	0,56	0,837	0,8	73	29887
	С <sub>2</sub>	1029	0,15	0,43	0,837	0,8	73	51
Ю <sub>2</sub> <sup>1+2</sup>	С <sub>1</sub>	371491	0,16	0,64	0,838	0,81	63	26496
Ю <sub>3</sub> <sup>1+4</sup>	С <sub>2</sub>	53840	0,15	0,56	0,838	0,81	63	3128
Кошильская площадь								
Ю <sub>1</sub> <sup>1 А+Б</sup>	С <sub>1</sub>	42654	0,16	0,53	0,835	0,81	72	2445
	С <sub>2</sub>	77281	0,16	0,53	0,835	0,81	72	4427
Ю <sub>1</sub> <sup>2+3</sup>	С <sub>1</sub>	216265	0,15	0,52	0,837	0,8	73	11222
	С <sub>2</sub>	418387	0,15	0,48	0,837	0,8	73	21905
Ю <sub>2</sub> <sup>1+2</sup>	С <sub>1</sub>	6202	0,16	0,66	0,838	0,83	63	456
Ю <sub>3</sub> <sup>1+4</sup>	С <sub>2</sub>	4768	0,16	0,46	0,838	0,83	63	244
Южно - Вахская площадь								
Ю <sub>3</sub> <sup>1+6</sup>	С <sub>1</sub>	42796	0,16	0,53	0,837	0,8	73	2430
	С <sub>2</sub>	55690	0,16	0,53	0,837	0,8	73	3162
Всего по месторождению								
	В+С <sub>1</sub>							306085
	С <sub>2</sub>							56731

Максимальный уровень добычи нефти 2937 тыс. т. (темп отбора 2,4%) определен на 2006 г. Пока объемы неподтвержденных запасов точно не



определены, поэтому, принимая во внимание распределение по площадям оставшегося проектного фонда (1020 скважин – 47,1%), а также снижение темпов освоения, в соответствии с ухудшением материально-технического состояния предприятий, можно считать, что ранее достигнутый максимальный отбор нефти (2,618 тыс. т.) не будет превышен.

В ретроспективе максимальные отборы нефти по месторождению достигались в период 2002-2004 г.г.: 2,657 млн. т. (2005 г.) – 2,870 млн. т. (2006 г.), затем началось резкое падение добычи до 2,262 млн. т в 2008 г; последующее небольшое увеличение добычи до 2,647 млн. т. в 2009 г. обусловлены эффективными работами по ГРП на низкопродуктивных скважинах. Этот фактор совместно с выводом в бездействие высокообводненных скважин обусловил снижение обводненности продукции с 42,6 % до 31,5 % в 2000-2004 г.г. Однако с 2007 г. снова наметилась тенденция роста обводненности продукции (рис.3.1.).

В 2017 г. добыча нефти по месторождению ожидается 1,858 млн. т., по состоянию на 01.09.2016 г. накопленный отбор нефти составил 45,237 млн. т. или 41,13 % от утвержденных извлекаемых запасов категории В+С<sub>1</sub>. Текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,321. Согласно отчетности, объем закачки в полной мере компенсирует отбор жидкости. Динамика закачки воды и компенсация показаны на рисунках 3.2 и 3.3 соответственно.

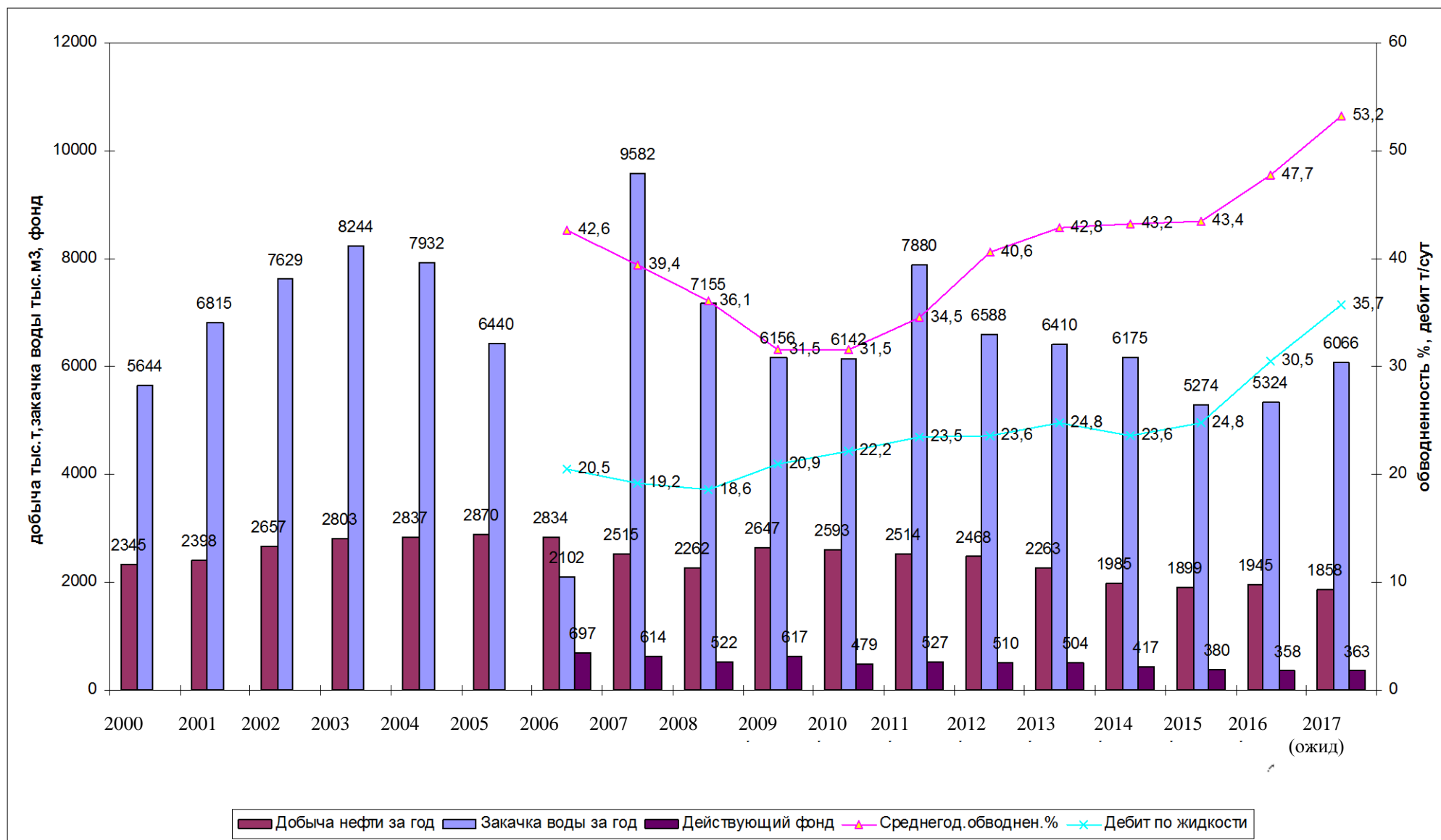


Рисунок - 3.1. Динамика основных показателей разработки Вахского месторождения

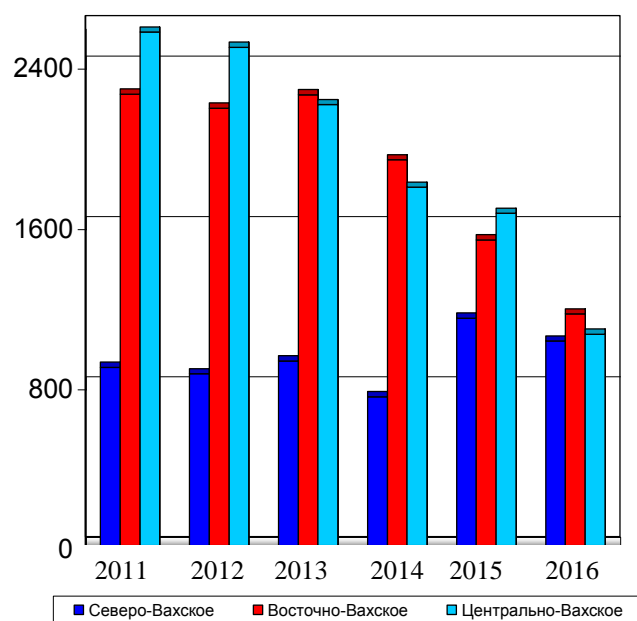


Рисунок - 3.2. Динамика закачки воды, тыс. м<sup>3</sup>

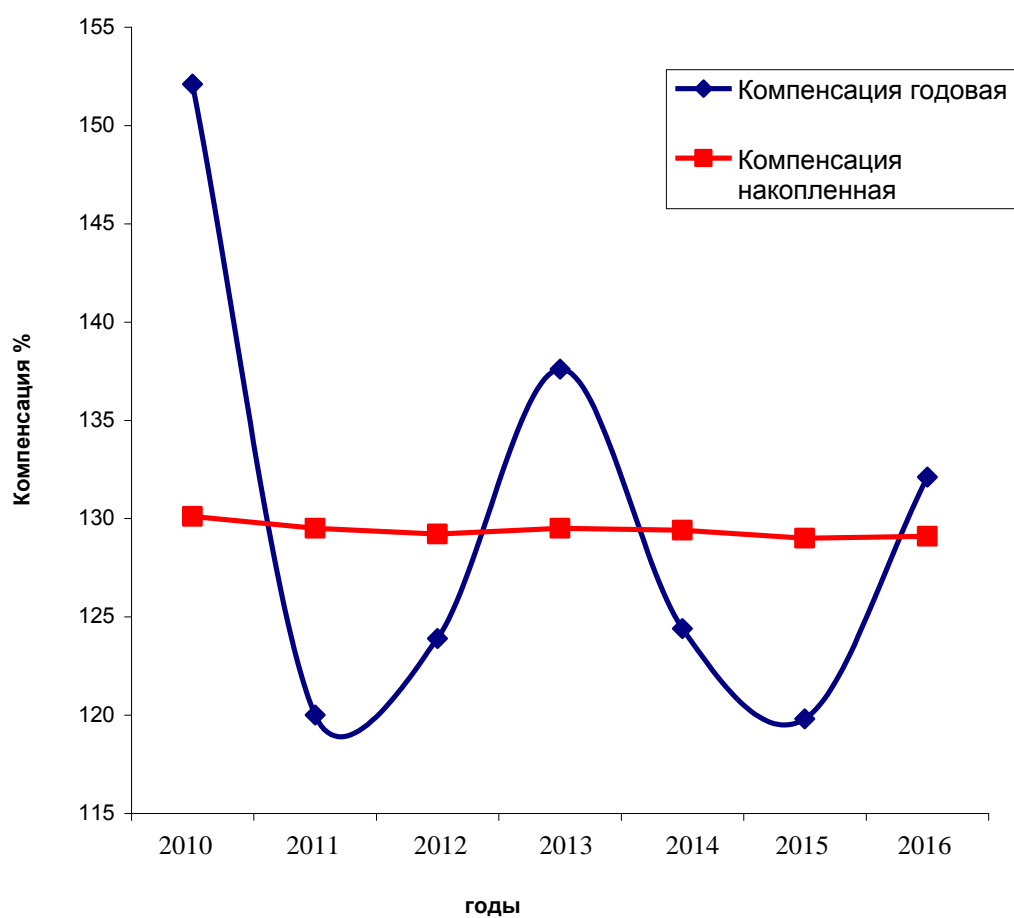


Рисунок - 3.3. Компенсация по годам

К настоящему времени в наибольшей мере освоены запасы Вахской площади; здесь размещено 32 % скважин основного фонда (находится на третьей стадии разработки).

За период ее эксплуатации (1978-2016 г.г.) отобрано 28,030 млн. т. нефти, что составляет 62,19 % от накопленной добычи по месторождению, коэффициент нефтеизвлечения – 0,359.

Обводненность продукции в 2011-2012 г.г. достигала 52-53,5 %; ее последующее снижение до 39 %, в основном, связано с выводом 264 скважин (57,3 % от добывающего фонда) в фонд бездействующих, пьезометрических и консервацию.

По Восточно-Вахской площади накопленный отбор нефти на 01.09.2016г. составил 10,1571 млн. т. или 40,72 % от извлекаемых запасов, текущая обводненность продукции 49,6 %.

По Северо-Вахской площади отобрано 6,8534 млн. т. или 35,45 % от утвержденных извлекаемых запасов; последние, как уже упоминалось, являются завышенными; текущая обводненность 33,1 %.

Состояние выработки запасов по объектам в целом согласуется выше рассмотренным состоянием разработки по площадям.

По объекту Ю11 освоенность проектного фонда составила 57,8%, осталось для бурения 398 скважин основного фонда, накопленный отбор нефти составил 18,73 млн. т. или 57 % от утвержденных извлекаемых запасов. Максимальный отбор нефти 1,68 млн. т. (темп отбора 4,2%) достигнут в 1984-85 г.г., затем наблюдается интенсивное падение добычи до 0,915 млн. т. буквально в течение двух лет; в последующий период падение добычи замедлилось и 2000 г. годовой отбор нефти составил 0,3 млн. т.; обводненность продукции 65,4 %. В период максимального отбора нефти средний дебит жидкости составил 41,3 т/сут., который через три года снизился практически вдвое и в 1988 г. составил 21,3 т/сут., что согласуется с периодом максимального обводнения продукции и связывается с влиянием фазовых явлений, выводом высокообводненных и, как правило, высокопродуктивных

скважин, а также разбуриванием менее продуктивных зон Восточно-Вахской и Северо-Вахской площадей.

В период вышеуказанных максимальных отборов нефти эксплуатировались скважины только Вахской площади, которая обеспечила 82 % накопленной добычи по объекту Ю11. Непосредственно от запасов площади отобрано 55,22 %, коэффициент нефтеизвлечения составил 0,22, текущая обводненность 67,89 %. По объекту Ю11 остальной части месторождения (Восточно - и Северо-Вахская площади) отобрано 80,37 и 29,01 % от извлекаемых запасов нефти, коэффициент нефтеизвлечения 0,32 и 0,1 %, обводненность продукции на конец 2016 г. – 41,1 и 46,4 % соответственно.

В соответствии с проектными решениями по объекту Ю11 Восточно-Вахской площади почти сформирована трехрядная блоковая система, которая по остальной части месторождения в начальной стадии формирования. Соотношения нагнетательных и добывающих скважин 1 : 3,7, по действующему фонду 1 : 2,8.

Текущее пластовое давление по добывающим скважинам (действующие и простаивающие) составляет 22,5 МПа, что на 0,4 МПа ниже начального. По нагнетательным скважинам 22,8 - 30,5 МПа. Динамический уровень скважин механизированного фонда около 700 м, т.е. существенных энергетических резервов в зоне отбора не отмечается.

Проектный фонд объекта Ю1 реализован почти наполовину (48,4%), осталось для бурения 533 скважины основного фонда, которые размещены преимущественно на Северо-Вахской (Кошильская) и Восточно-Вахской (водоохранная зона) площадях.

В эксплуатационном фонде объекта Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> 388 добывающих и 85 нагнетательных скважин, причем по состоянию на 01.01.2016 г. в бездействии находится 36,5 % добывающего и 32,8 % нагнетательного фондов скважин.

За весь период эксплуатации объекта отобрано 17,748 млн. т. нефти (46,2 % добычи по месторождению) или 24 % от утвержденных извлекаемых

запасов, текущий коэффициент нефтеизвлечения 0,11, что намного ниже конечного утвержденного 0,32, текущая обводненность продукции 40,5 %. Максимальный уровень 1,634 млн. т. (темп отбора 2,2 %) достигнут в 1988 г. После интенсивного снижения добычи нефти на 700 тыс. т. в течение 1989-92 гг. в последующем, 1993 г, отмечаются прирост до уровня 1186 тыс. т. и стабилизация в течение 1994 г. Указанное существенное увеличение добычи нефти согласуется с широкомасштабным применением ГРП на скважинах рассматриваемого объекта. С этой динамикой согласуется и изменение дебитов жидкости, которые в период максимального отбора жидкости составили 19,3 т/сут. И постепенно, одновременно с уменьшением действующего фонда (с 330 до 247 скважин), снизились до 14 т/сут. Затем дебит вырос до 16,8 т/сут. (1993 г.)-19,7 т/сут. (1994 г).

Динамика обводнения изменчивая, достигала максимального значения 29 % в начальный период разработки, и после снижения до 16 % к году максимального уровня добычи нефти в последующие годы медленно росла и в 1997 г. составила 36,1 %. Обводнение преимущественно связано с низкой начальной нефтенасыщенностью пласта, в меньшей мере – с закачкой воды. значительным превышением. В соответствии с исследованиями добывающих скважин Вахской площади, среднее пластовое давление в них на конец 1994 г. составило 22,3 МПа, т.е. не достигло начального 22,9 МПа. Несоответствие с приведенными объемами закачки связывается с возможными заколонными перетоками закачиваемой воды в нагнетательных скважинах и поступлением ее в зоны отбора верхнего объекта Ю11. Специальных контрольных исследований (с закачкой меченой жидкости) не проводилось.

Аналогично объекту Ю11 в наибольшей степени освоены запасы нефти объекта Ю12+3 Вахской площади. Здесь отобрано 12,24 млн. т. нефти или 66,15 % от общей добычи по объекту; текущий коэффициент нефтеизвлечения 0,16 почти вдвое ниже конечного утвержденного 0,33; средняя (по 2000 г.) обводненность продукции 42,7 %. Последняя в 1991 г. достигала 38 %, последующие изменения в сторону снижения связаны как с уменьшением

действующего фонда, так и с работами по ГРП, которые проведены в 36 % от числа (125) действующих скважин на площади. Здесь с начала разработки действовала площадная система воздействия, с 1992 г. начато формирование трехрядной системы в пределах северной и южной части площади.

По Восточно - и Северо-Вахской площадям накопленный отбор нефти составил 6,233 млн. т. или 33,8 % от извлекаемых запасов, при текущем коэффициенте нефтеизвлечения 0,15 обводненность продукции составила 34 %. Объект Ю12+3 Северо-Вахского района представляется слабо освоенным, пробурено 88 скважин основного фонда, из них 30 – на Кошильской части, которые не эксплуатируются. Временно переведено на эксплуатацию нижнего объекта Ю22 семь скважин; в действующем фонде объекта Ю12+3 38 скважин, в т.ч. 7 нагнетательных.

В соответствии с распространенностью, нефтяные залежи пластов горизонта Ю2 эксплуатируются на Восточно-Вахской и Северо-Вахской площадях. На последней находятся в разработке пласты Ю21 и Ю22, на Восточно-Вахской все три пласта Ю2. За весь период эксплуатации из объектов Ю2 отобрано 2512 тыс. т. или 60,86 % от утвержденных извлекаемых запасов нефти; текущий коэффициент нефтеизвлечения (0,125) ниже утвержденного (0,20), невысокая обводненность продукции 26,8 % свидетельствует о возможности достижения утвержденного коэффициента нефтеизвлечения.

Наибольший отбор нефти 353 тыс. т. получен в 1994 г, при этом обращает на себя внимание высокий темп отбора нефти 8,1 %, хотя запасы освоены более чем наполовину, дебиты скважин по нефти (10,4 т/сут.) близки к средним по аналогичным юрским объектам региона. Получение указанного высокого темпа отбора нефти связывается с представлением заниженных извлекаемых запасов нефти.

Освоенные запасы нефти и пробуренный фонд скважин сосредоточены в пласте Ю<sub>22</sub>. Накопленный отбор нефти по нему составил 1428 тыс. т. или 92 % от всей добычи по Ю<sub>2</sub>.

По объекту Ю<sub>22</sub> формируется трехрядная блоковая система расстановки скважин по сетке 500 х 500 м. По объектам Ю<sub>2</sub> проектный основной фонд, состоящий из 185 скважин, реализован практически наполовину (54,3 %). Соотношение действующих нагнетательных и добывающих скважин соответствует проектному 1 : 2. Согласно промысловой отчетности, закачка компенсирует отбор со значительным превышением, накопленная компенсация равна 190 %. При этом текущее пластовое давление по добывающим скважинам Восточно-Вахской площади составило 20,8 МПа; соответствует начальному только по Северо-Вахской – 22,9 МПа.

Причины обводнения скважин представляются связанными как с низким начальным нефтенасыщением пласта, так и с поступлением закачиваемых вод. При действующем фонде 316 (на 1.09.2001г.) скважин, в 154 - обводненность составляет менее 40 %. В динамике добычи нефти отмечается интенсивное увеличение отборов с 1993 г; так, в 1994 г. добыча почти вдвое превысила уровень 1992 г. практически при том же действующем фонде скважин и небольшом приросте обводненности продукции. Средний дебит скважин по нефти также возрос на 7 т/сут. или 78 %, что связано с работами по ГРП.

#### Структура фонда скважин

Добыча нефти на Вахском месторождении осуществляется при помощи насосных установок типа УЭЦН и ШГН. По состоянию на апрель 2016 г. соотношение насосных установок по способам эксплуатации составило: 345 ЭЦН и 180 ШГН (рис.3.4.).

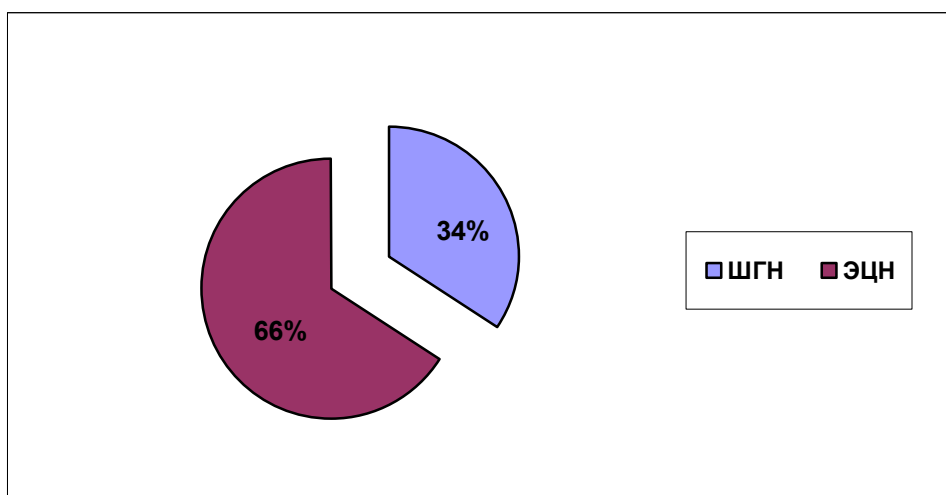




Рисунок - 3.4. Распределение фонда скважин по способам эксплуатации

Из рисунка 3.4 видно, что ЭЦН на Вахском месторождении составляет 66% от общего фонда скважин. Однако на эти установки приходится основная доля добычи нефти 82% (рис. 3.5.).

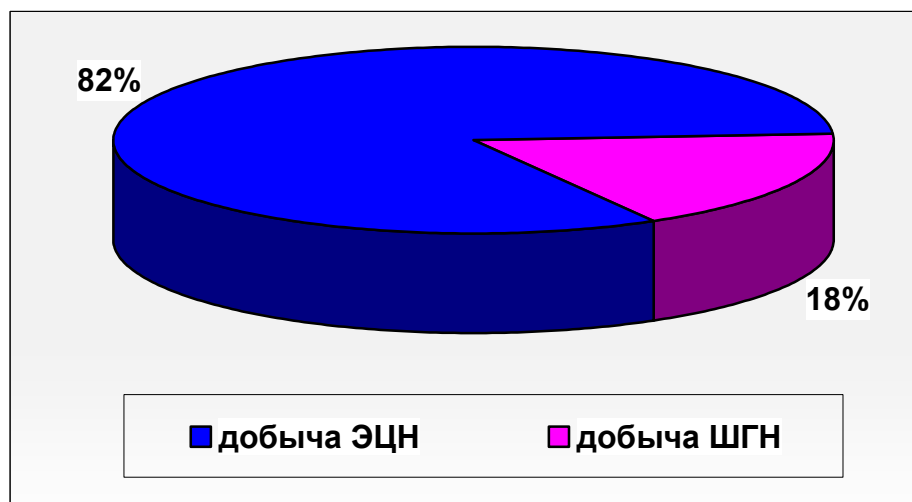


Рисунок - 3.5. Добыча нефти по способам эксплуатации

Меньшие дебиты нефти от штанговых насосов объясняются как их малой производительностью, так и большей обводненностью скважин, в которых они используются (рис. 3.6.).

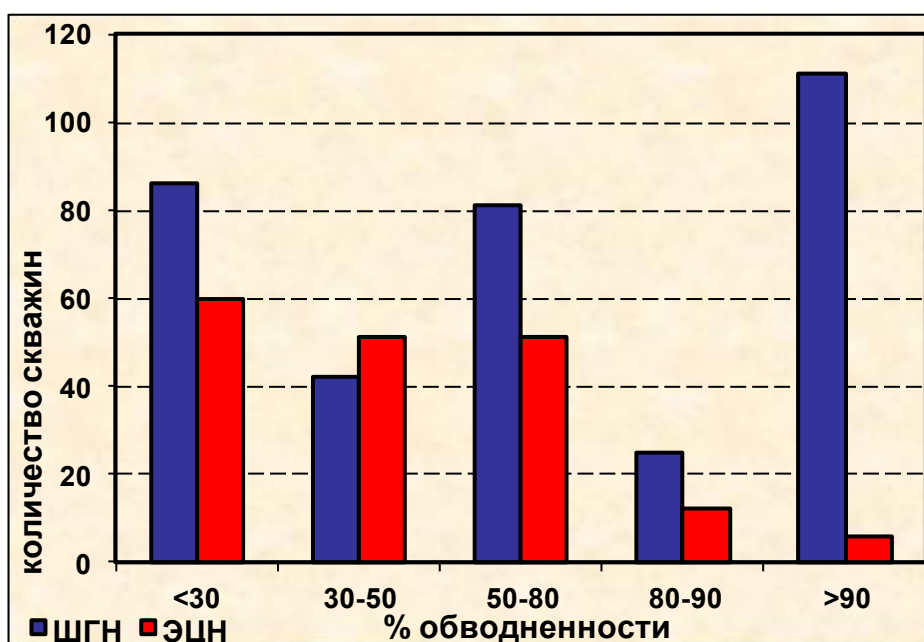


Рисунок - 3.6. Соотношение групп установок по обводненности

Действующий фонд скважин сокращается примерно по 100 скважин в пять лет (рис. 3.7.). Скважины консервируются в связи с не целесообразностью их использования с экономической точки зрения. Это связано с переходом месторождения в третью – четвертую стадию разработки и как следствие высокие темпы роста обводненности в скважинах, падение дебитов нефти, большая выработка пластов.

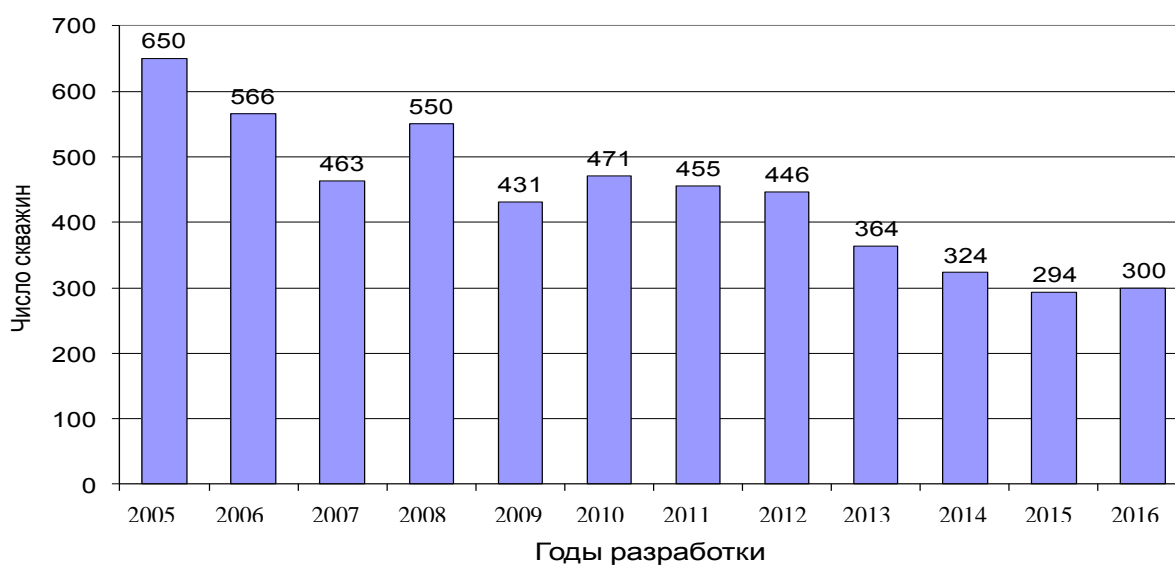


Рисунок - 3.7. Действующий фонд скважин

На апрель 2016 года 98% фонда эксплуатировалось с дебитом менее 50 т/сут. На рисунке 3.8. можно увидеть, что большая часть нефтедобывающего фонда Вахского месторождения имеет относительно маленькие дебиты нефти.

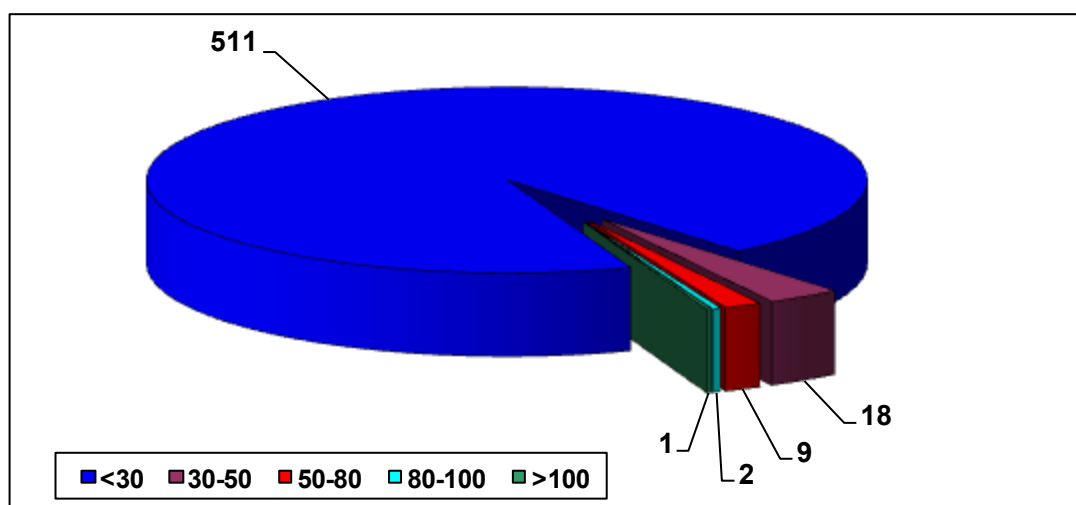


Рисунок - 3.8. Распределение фонда скважин по дебиту нефти

Это подтверждает то что, извлекаемые запасы выработаны больше чем на половину и по большинству скважин требуется применение различных методов увеличения нефтеотдачи. Однако если взглянуть на распределение фонда скважин по коэффициенту подачи, можно сделать выводы о неполной загрузке оборудования и как следствие получение меньших дебитов (рис. 3.9., 3.10.).

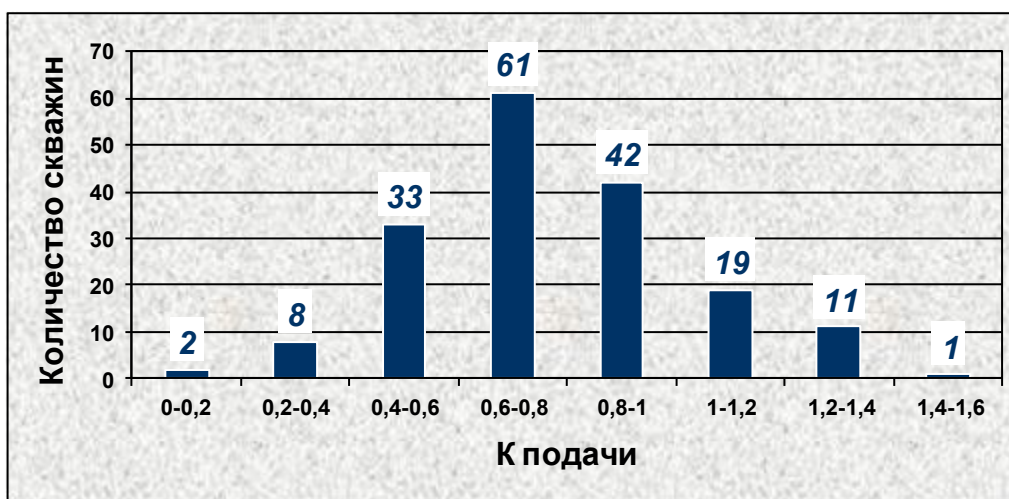


Рисунок - 3.9. Распределение фонда скважин, оборудованных УЭЦН, по коэффициентам подачи

Коэффициент подачи насосных установок показывает, на сколько правильно установка насоса подобрана к скважине, характеризует работу насоса и определяется отношением фактического дебита насоса к оптимальному дебиту  $K_{п} = Q_{факт} / Q_{опт}$ .

Коэффициент подачи для УЭЦН должен составлять от 0,8 до 1,2. На Вахском месторождении большинство ЭЦН (58,7 %) работают с коэффициентом подачи меньше 0,8. Для скважин оборудованных ШГН коэффициент подачи должен находиться в пределах 0,65 – 0,85. На Вахском же месторождении 72,7 % ШГН работают с коэффициентом подачи насоса меньше 0,6.

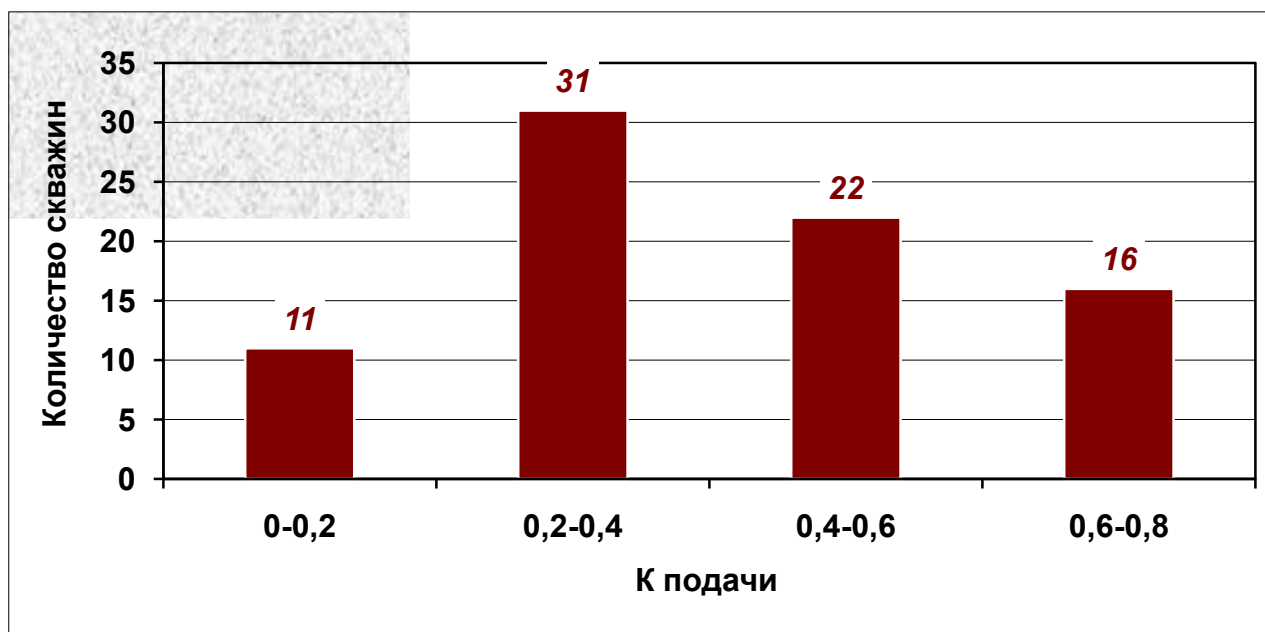


Рисунок - 3.10. Распределение фонда скважин, оборудованных ШГН, по коэффициентам подачи

Из рисунков 3.9. и 3.10. видно, что большая часть эксплуатируемого фонда подобрана так, что насосные установки не догружены и работают в неоптимальном режиме, т.е. имеет место неэффективное использование оборудования. Так же следует отметить что 12 (6,6 %) установок ЭЦН и 7 (7,9 %) ШГН работают за пределом рабочей зоны. Следствием из вышесказанного являются дополнительные затраты на частые ремонты скважин, монтаж – демонтаж оборудования, вывода на режим.[1][15]

## 4. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 4.1 Оборудование скважины эксплуатируемой УЭЦН

Установка ПЦЭН (рисунок 4.1) включает:

1. Обратный клапан, предназначенный для предотвращения обратного вращения (турбинный режим) ротора насоса под воздействием столба жидкости.
2. Спускной клапан, служащий для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме насосного агрегата из скважины.
3. Металлический пояс, для крепления кабеля.

4. Насосно-компрессорные трубы.
5. Наземное электрооборудование-трансформаторная подстанция.
6. Бронированный электрокабель.
7. Погружной центробежный насос.
8. Погружной электродвигатель с гидрозащитой

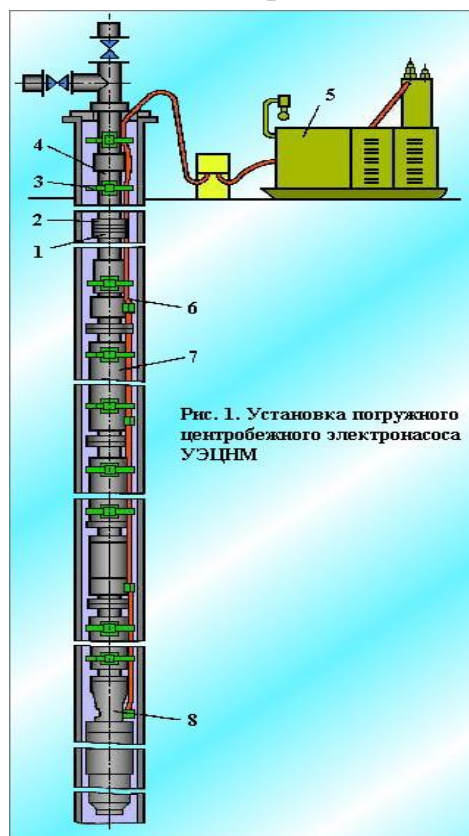


Рисунок - 4.1 Общая схема оборудования скважины установкой погружного центробежного насоса

### Подбор ЭЦН в скважину

Рассчитать необходимый напор ЭЦН, выбрать насос и электродвигатель для заданных условий скважины.

Дано:     наружный диаметр эксплуатационной колонны     -   140 мм;  
               глубина скважины     -   2000 м;  
               дебит жидкости  $Q = 120 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;  
               статический уровень  $h_{ст} = 850 \text{ м}$ ;  
               коэффициент продуктивности скважины  $K = 60 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ ;  
               глубина погружения под динамический уровень  $h = 40 \text{ м}$ ;

кинематическая вязкость жидкости  $\nu = 2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ ;

превышение уровня жидкости в сепараторе над устьем скважины  $h_r = 15 \text{ м}$ ;

избыточное давление в сепараторе  $P_c = 0,2 \text{ МПа}$ ;

расстояние от устья до сепаратора  $l = 60 \text{ м}$ ;

плотность добываемой жидкости  $\rho_{ж} = 880 \text{ кг/м}^3$ .

Решение

Определяем площадь внутреннего канала НКТ при  $V_{cp} = 1,3 \text{ м/с}$ :

$$F_{вн} = \frac{120 \cdot 10^6}{86400 \cdot 130} = 10,68 \text{ см}^2 .$$

Внутренний диаметр

$$d_{вн} = \sqrt{\frac{10,68}{0,785}} = 3,69 \text{ см} = 37 \text{ мм} .$$

Ближайший больший  $d_{вн}$  имеют НКТ диаметром 48 мм ( $d_{вн} = 40 \text{ мм}$ ).

Скорректируем выбранное значение  $V_{cp} = 130 \text{ см/с}$ :

$$V_{cp} = \frac{120 \cdot 10^6}{86400 \cdot 0,785 \cdot 4^2} = 110,6 \frac{\text{см}}{\text{с}} .$$

При выборе НКТ при дебите  $120 \text{ м}^3/\text{сут}$  и КПД = 0,96 также получим НКТ диаметром 48 мм. Депрессия будет равна

$$\Delta h = \frac{120 \cdot 10^6}{60 \cdot 880 \cdot 9,81} = 232 \text{ м} .$$

Число Рейнольдса

$$Re = \frac{1,106 \cdot 0,04}{2 \cdot 10^{-6}} = 22120 .$$

Относительная гладкость труб

$$K_s = \frac{0,04}{2 \cdot 0,1 \cdot 10^{-3}} = 200 .$$

Находим  $\lambda = 0,03$ .

Определим  $\lambda$  для сравнений.

$$\lambda = \frac{0,3164}{22120^{0,25}} = 0,025 .$$

Глубина спуска насоса

$$L = 850 + 232 + 40 = 1112 \text{ м.}$$

Потери на трение в трубах

$$h_{\text{тр}} = 0.03 \cdot \frac{(1122 + 60) \cdot 1,106^2}{0,04 \cdot 2 \cdot 9,81} = 55,3 \text{ м.}$$

Потери напора в сепараторе.

$$h_c = \frac{0,2 \cdot 10^6}{880 \cdot 9,81} = 23,2 \text{ м.}$$

Величина необходимого напора.

$$H_c = 850 + 232 + 55,3 + 15 + 23,2 = 1175,5 \text{ м.}$$

Для получения дебита  $Q = 120 \text{ м}^3/\text{сут}$  и напора  $H_c = 1176 \text{ м}$  выбираем ЭЦН5-130-1200 с числом ступеней 282, учитывая, что эксплуатационная колонна у нас диаметром 140 мм (гр. 5).

Построим участок рабочей области характеристики  $Q - H$  (рис. 4.2).

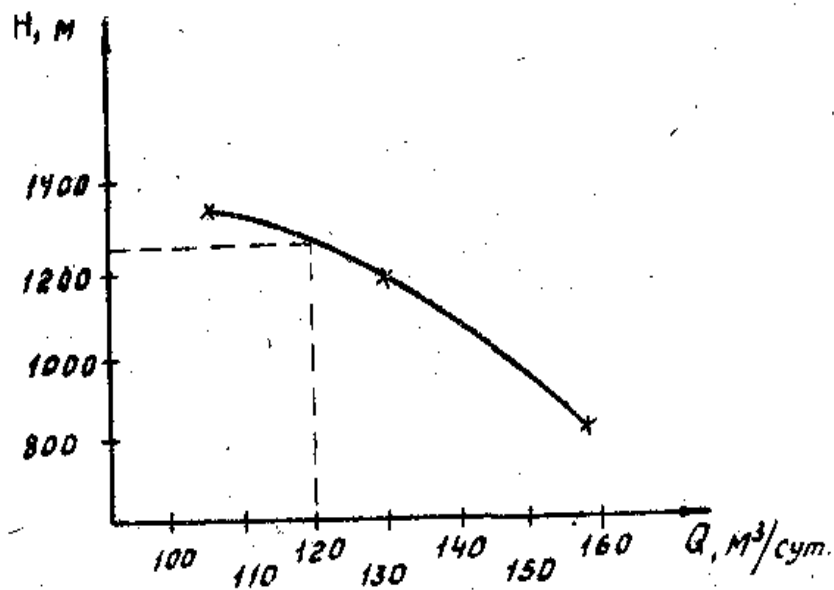


Рис. 4.2. Рабочая область характеристики ЭЦН

Из полученной рабочей области характеристики найдем, что при дебите  $120 \text{ м}^3/\text{сут}$  напор ЭЦН на воде составит 1250 м.

По соотношению найдем напор насоса на реальной жидкости, если по условию  $\rho_{\text{ж}} = 880 \text{ кг/м}^3$ ;

$$H_{\text{ж}} = 1250 \cdot \frac{1000}{880} = 1420 \text{ м.}$$

Так как вязкость жидкости не превышает 3 сантипуаз, то пересчет по вязкости жидкости не требуется.

Для совмещения характеристик насоса и скважины определим число ступеней, которое нужно снять с насоса:

$$\Delta z = \left[ 1 - \frac{1176}{1420} \right] \cdot 282 = 48,0 .$$

Следовательно, насос должен иметь 234 ступени, вместо снятых устанавливаются проставки. Напор одной ступени составит 5,03 м.

При установке штуцера на выкиде из скважины мы совмещаем напоры ЭЦН и скважины, но уменьшаем подачу ЭЦН, одновременно уменьшая его КПД.

Полезная мощность электродвигателя.

$$N_{\text{п}} = \frac{120 \cdot 880 \cdot 1176}{86400 \cdot 102 \cdot 0,57} = 24,7 \text{ кВт} ,$$

где 0,57 - КПД насоса. Необходимая мощность двигателя

$$N_{\text{н}} = \frac{24,7}{0,94} = 26,3 \text{ кВт} .$$

Выбираем ближайший больший типоразмер. Это ПЭД 28 - 103 с КПД 0,73, напряжение 850 В, сила тока 34,7 А,  $\cos \alpha = 0,75$ , температура окружающей среды до 70°C.

Этому двигателю соответствует гидрозащита П92, ПК92, П92Д .  
Можно также выбрать ПЭД32-103, который будет иметь больший запас мощности.



## 4.2 Оборудование скважины эксплуатируемой УШГН

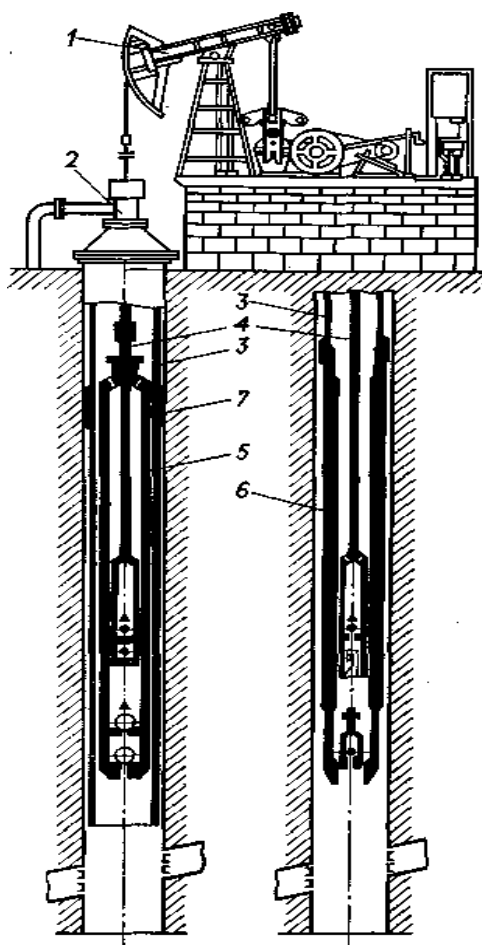


Рисунок - 4.3. Штанговая насосная установка:

- 1- станок – качалка;
- 2- сальник устьевой;
- 3- колонна НКТ;
- 4- колонна насосных штанг;
- 5- вставной скважинный насос;
- 6- невставной скважинный насос;
- 7- опора

Из рисунков приведенных ниже мы видим, что добыча нефти с помощью УЭЦН составляет- 76%, а добыча нефти с помощью ШГН- 24%.

Отсюда получается, что добыча нефти с помощью УЭЦН превышает добычу нефти в 3 раза по отношению к ШГН.[15]

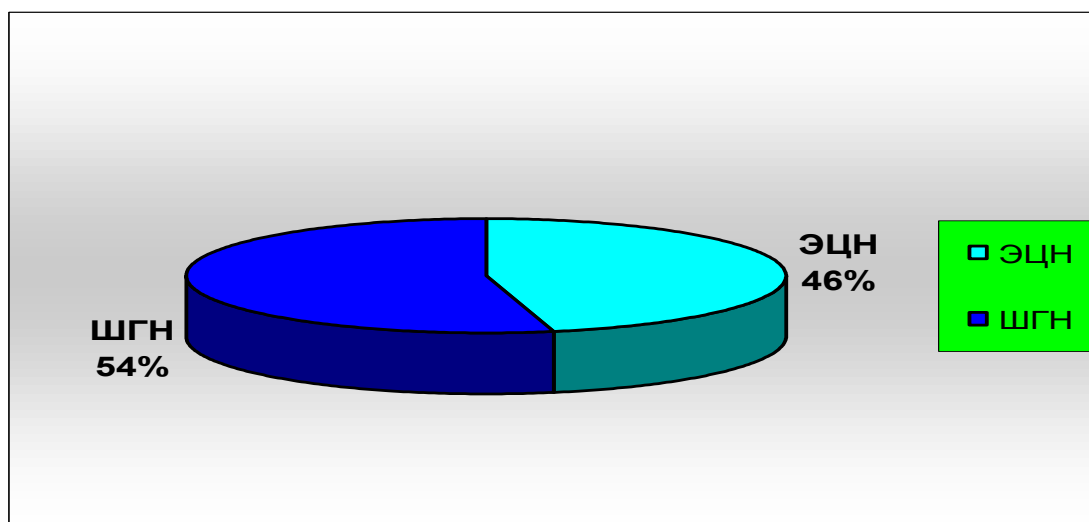


Рисунок - 4.4. Распределение действующего фонда скважин по способам эксплуатации

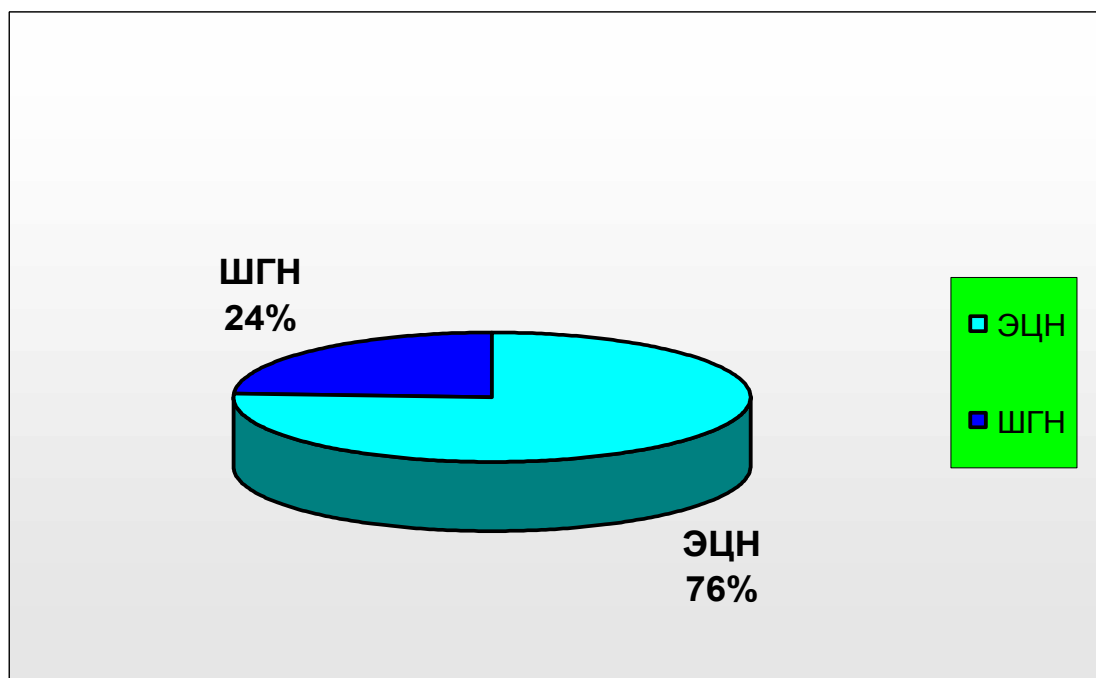


Рисунок - 4.5. Добыча нефти по способам эксплуатации

### 4.3 Расчет МРП (межремонтного периода скважины)

Настоящая методика предназначена для расчета межремонтного периода работы скважин.

1. Расчет МРП производится за отчетные периоды: квартал, полугодия, девять месяцев, год.

2. МРП рассчитывается для всего пробуренного фонда скважин, отдельно по нефтяным, нагнетательным, газовым скважинам, а также для скважин с различными видами эксплуатации (ШГН, ЭЦН, ЭВН, газлифт, фонтан).

3. Расчет МРП производится по формуле:  $МРП = T / Ч$ , где Т - календарное количество суток за расчетный период, Ч – частота ремонта за расчетный период.

4. Расчет частоты ремонта за расчетный период производится по формуле:  $Ч = P / \Phi$ , где Р- количество ремонтов за расчетный период,  $\Phi$ - среднеарифметический фонд скважин на начало и конец расчетного периода  $\Phi = (\Phi_n + \Phi_k) : 2$

5. В количество ремонтов за расчетный период включаются все ремонты, проведенные на фонде скважин за расчетный период, за исключением освоения скважин из бурения, ввода скважин из консервации.

6. Ремонты, связанные с переводом скважин с одного способа эксплуатации на другой, из одной категории в другую (например, нефтяные в нагнетательные, ШГН на ЭЦН), а также ремонты по консервации и ликвидации скважин относятся к предыдущему способу эксплуатации, к предыдущей категории.

7. При расчете частоте ремонта за расчетный период принимается следующий фонд скважин:

- для расчета МРП по всему фонду скважин - весь пробуренный фонд скважин за исключением осваиваемых и ожидающих освоения после бурения, ликвидированных и законсервированных скважин.

-для расчета МРП по нефтяному фонду - весь эксплуатационный нефтяной фонд без скважин, осваиваемых и ожидающих освоения бурения.

-для расчета МРП по видам эксплуатации нефтяного фонда - весь эксплуатационный нефтяной фонд с данным видом оборудования без скважин, осваиваемых и ожидающих освоения после бурения.

-для расчета МРП нагнетательного фонда - все нагнетательные скважины

-для МРП газового фонда - весь эксплуатационный газовый фонд без скважин, осваиваемых и ожидающих освоения после бурения и законсервированных скважин.

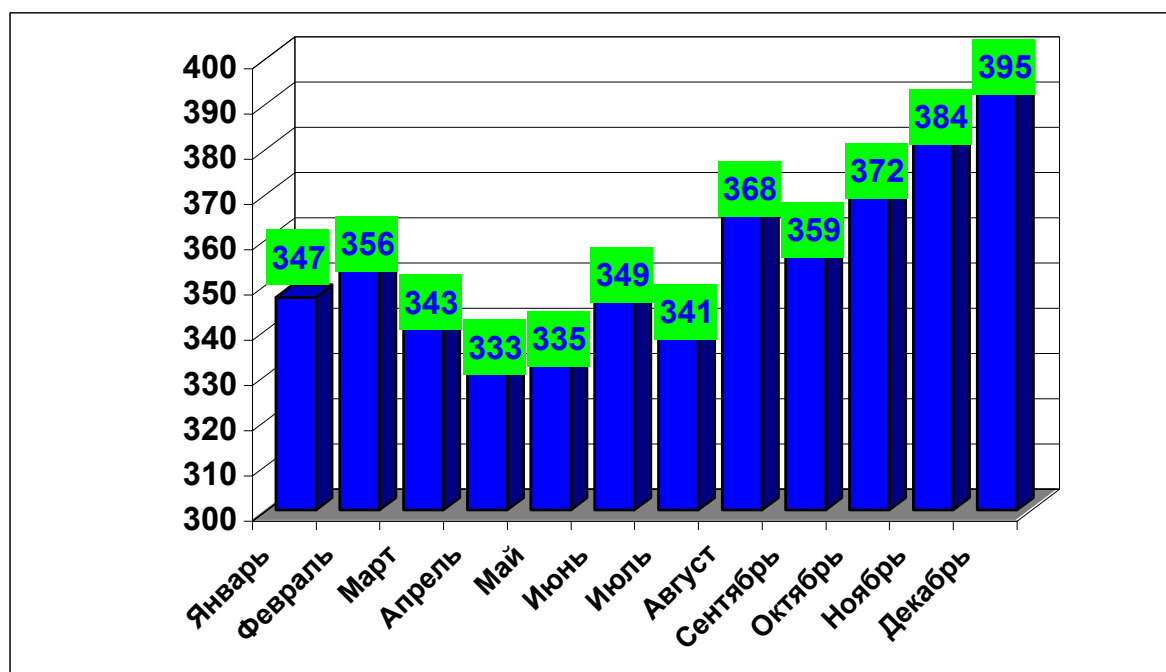


Рисунок - 4.6. Динамика межремонтного периода УЭЦН за 2016 год на Вахском месторождении (в сутках)

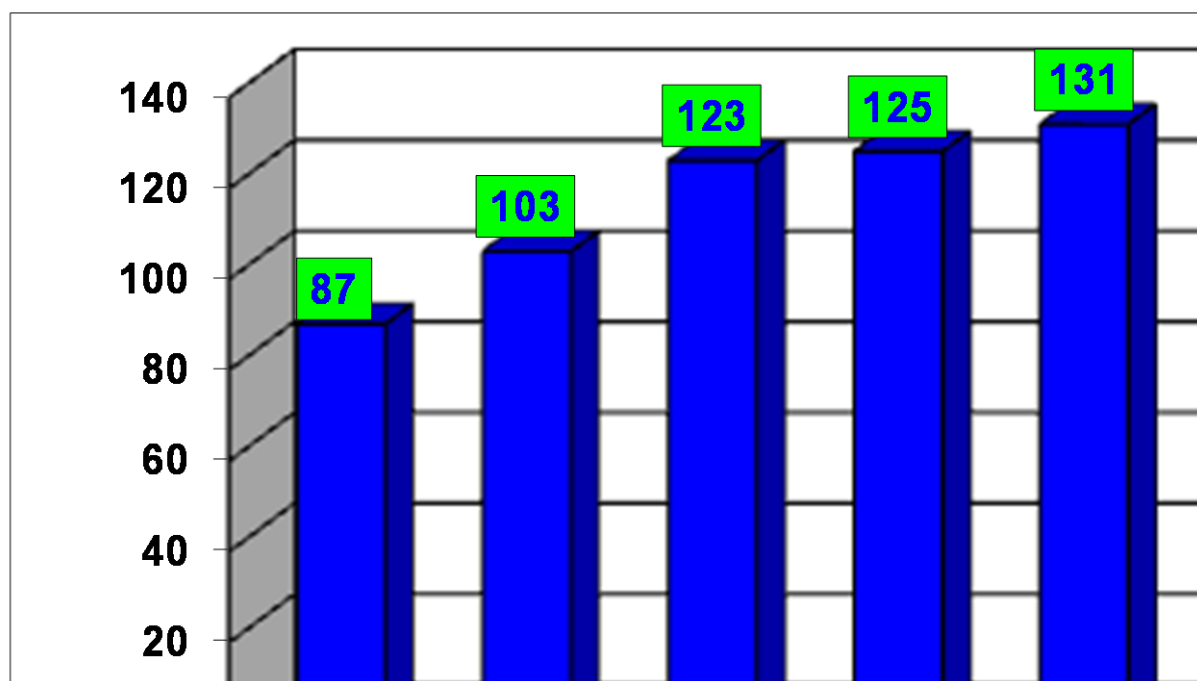


Рисунок - 4.7. Динамика межремонтного периода УЭЦН после ГРП по годам на Вахском месторождении (в сутках)

Производство на скважинах работ по гидравлическому разрыву пласта (ГРП) влечет за собой снижение межремонтного периода скважин (МРП). Это видно из рис. 4.6 по сопоставлению с рис.4.5, где ГРП на скважинах не проводилось. Снижение МРП объясняется тем, что при проведении ГРП происходит большой вынос пропанта, часть из которого попадает на прием насоса, что приводит к засорению рабочих органов насоса, заклиниванию насоса, перегоранию кабеля и выхода насоса из строя. С годами на скважинах, где был проведен ГРП, межремонтный период возрастает. Если в 2011 году он составлял 87 суток, то к 2015 году МРП возрос до 131 суток. Однако все еще не соответствующий гарантийному сроку (180 суток). Рост МРП объясняется тем, что в скважинах, где проводилось ГРП используют технологию тщательной промывки скважины гидровакуумными желонками. Применяют забойные двигатели для уничтожения плотной корки пропанта.

Для удаления песчаных пробок и извлечения пропанта привлекаются бригады ПРС.

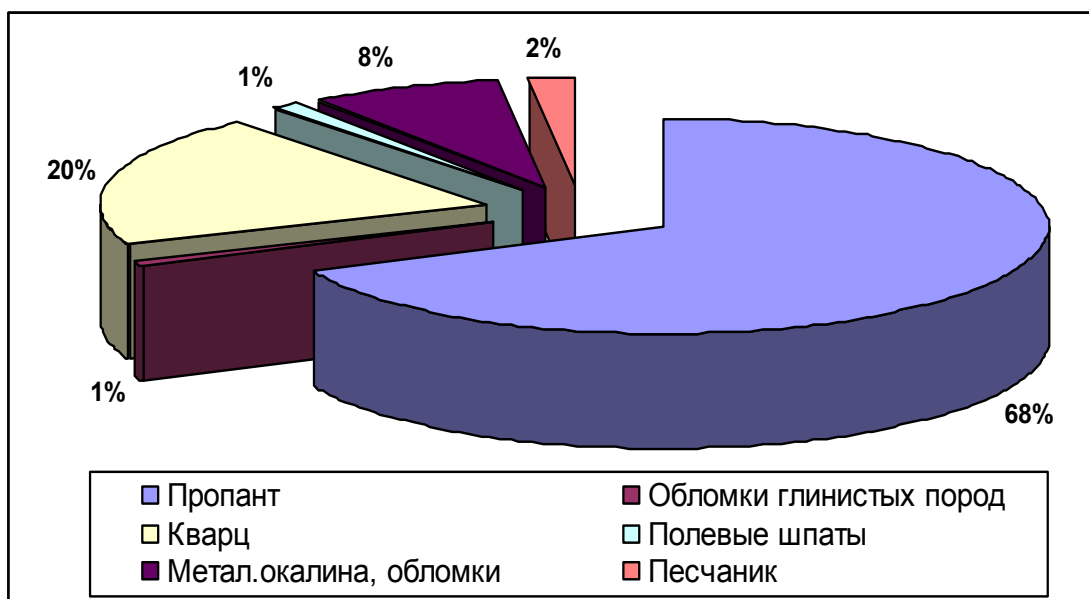


Рисунок - 4.8. Минералогический состав механических примесей по скважинам ГРП

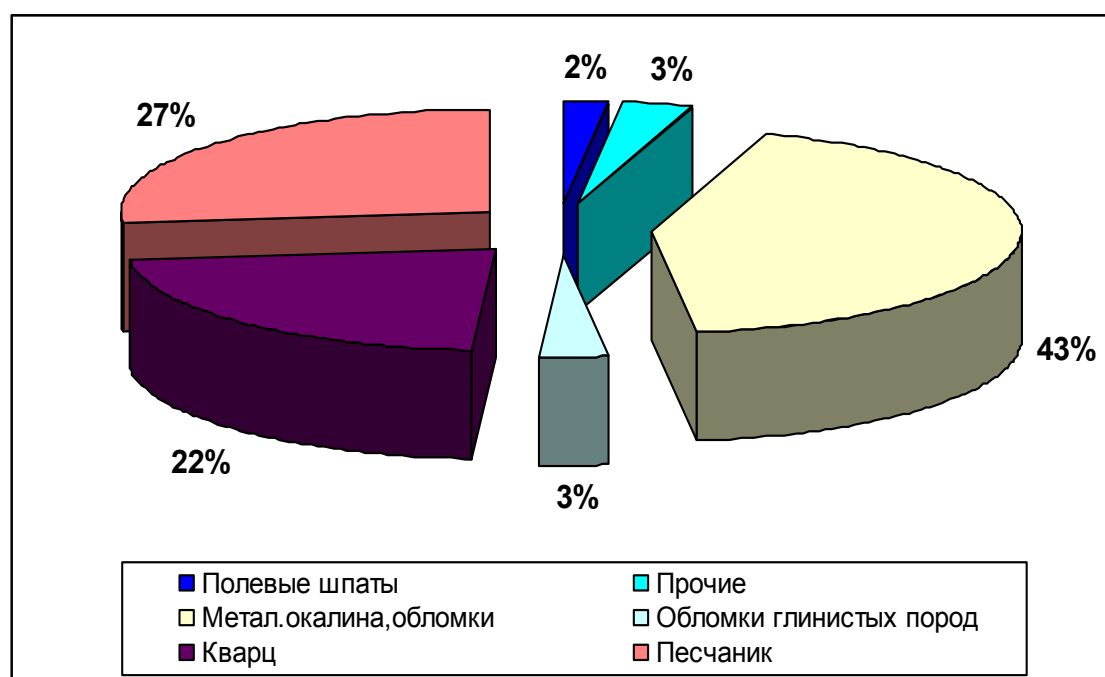


Рисунок - 4.9. Минералогический состав механических примесей

#### 4.4 Нарботки на отказ УЭЦН

Рассмотрим сравнительную наработку на отказ отечественных и зарубежных насосов. Как видно из диаграммы на рисунке 5.1, на предприятии используются ЭЦН различных отечественных и зарубежных фирм-производителей: «Борец», «Новомет», «Лемаз», «Алнас», Centrilift, Schlumberger и др.

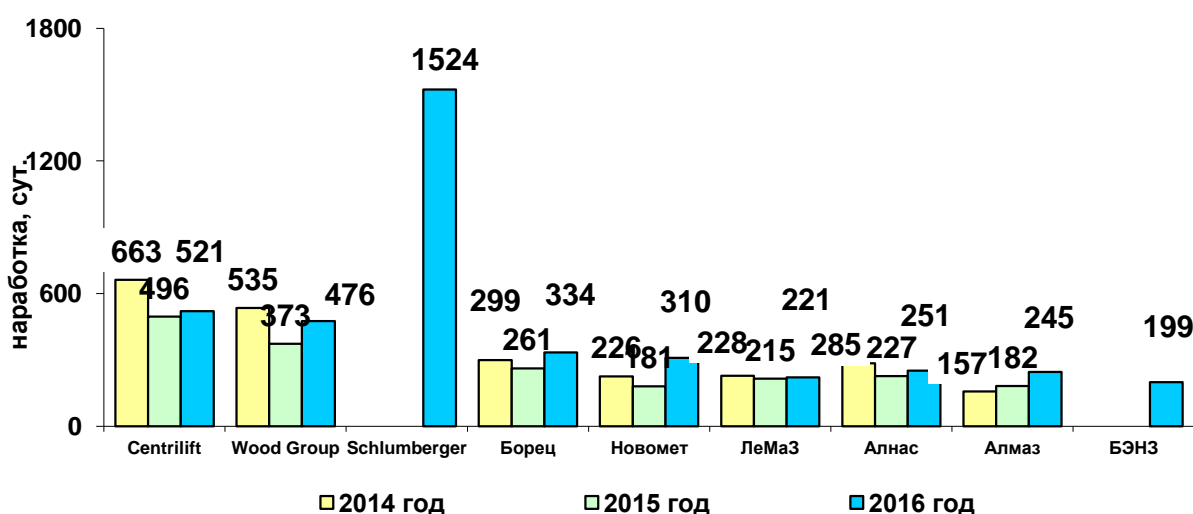


Рисунок – 5. Нарботка на отказ по заводам - изготовителям

Анализ приведенной диаграммы показал наибольшую эффективность наработки на отказ зарубежных насосов по сравнению с отечественными. Наибольшая наработка на отказ наблюдается у фирмы Schlumberger – 1524 сут. Из отечественных насосов самая высокая наработка на отказ – Борец и Алнас - 334 и 251 сут. соответственно.

Анализ наработки на отказ нового оборудования по отечественным заводам изготовителям показал высокую эффективность работы таких насосов как Алнас и Борец (рисунок 5.2).

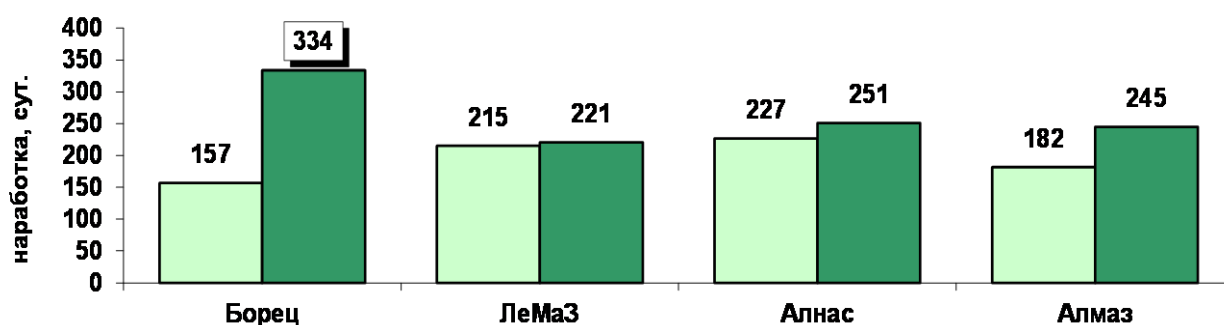


Рисунок - 5.1. Анализ наработки на отказ нового оборудования по отечественным заводам – изготовителям

Рассмотрим причины отказов УЭЦН. Как видно из диаграммы 4.3., наименьший процент составляет бесконтрольная эксплуатация 0,8 – 1%, а наибольший – механические примеси 43 – 50%. От 10 – до 12% отказов УЭЦН составили причины по ГТМ и коррозии оборудования. От 4 до 9% наработка на отказ составляет по некачественным СПО[13]

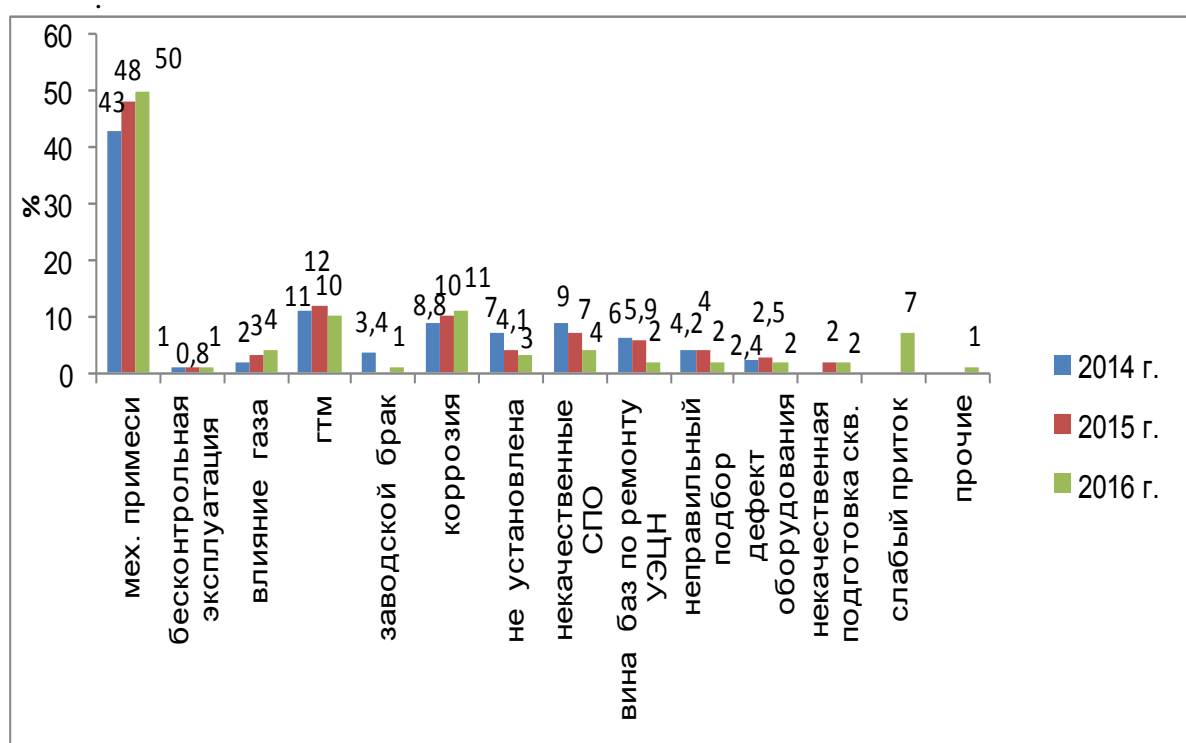


Рисунок - 5.2. Причины отказов УЭЦН



## **4.5 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И БОРЬБЕ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ**

### ***Анализ осложнений***

#### **Парафиноотложения.**

В случае интенсивной добычи нефти, отсутствия закачки воды в пласты на некоторых участках залежи текущее пластовое давление может понизиться до величины давления насыщения нефти газом. Это вызовет понижение границы разгазирования нефти и дополнительное охлаждение газонефтяного потока в средней части насосно-компрессорных труб, вследствие чего процесс парафиноотложения усиливается.

#### **Солеотложения.**

Главным источником выделения солей является вода, добываемая совместно с нефтью. В этой связи процессу солеотложения подвержены скважины и наземное оборудование, эксплуатирующиеся в условиях обводнения добываемой продукции. Отложения имеют сложный состав и содержат как минеральную, так и органическую составляющую. Содержание АСПО в составе солевых осадков колеблется в интервале 4,2 – 25,8 %. Доля неорганической части, растворяющейся в соляной кислоте, составляет 20,3 - 99,0 %.

Основной причиной выпадения солей является перенасыщенность пластовой воды гидрокарбонатом кальция. Необходимо учитывать и то, что солеотложение проходит в сложных гидротермических условиях в присутствии нефтяных компонентов, газовой фазы и механических примесей, оказывающих влияние на интенсивность процесса, характер и свойства осадков, формирующихся как в призабойной зоне пласта, так и в нефтепромысловом оборудовании.

Исследование минерального состава отложений солей из скважин Рославльского месторождения показывает, что отложения, в основном, присутствуют в виде карбонатов. Необходимо учитывать, что смешение в пластовых условиях вод, относящихся к разным типам, и даже простое

разбавление некоторых растворов пресной водой может приводить к выпадению в осадок солей, в частности, карбоната кальция. Процесс солеотложения представляет собой массовую кристаллизацию солей из перенасыщенных водных растворов в сложных гидро- и термодинамических условиях в присутствии нефтяных компонентов и других примесей, влияющих на кинетику кристаллизации и свойства осадков.

Выпадение осадков происходит в результате смешения разнотипных вод, заключенных в нефтяной залежи. В ряде случаев причиной отложения солей служит нарушение карбонатного равновесия вследствие изменения термобарических параметров. Интенсивность осадкообразования при этом увеличивается с повышением температуры и уменьшением давления. Более интенсивное отложение солей наблюдается в трубах малого диаметра (до 50 мм), в задвижках, клапанах, переходных патрубках, что обусловлено повышенной турбулизацией в этих местах газожидкостного потока. В скважинах, оборудованных ЭЦН, отложения солей обнаруживаются на сетке насоса, поверхности погружного электродвигателя, валах насоса, токоведущем кабеле.

В каждом конкретном случае причиной отложения солей может стать любой из перечисленных факторов или совокупность нескольких. Однако некоторые из них будут вызывать временные осложнения в работе скважин в зависимости от периода их влияния, а изменение термобарических параметров является постоянной и наиболее превалирующей причиной выпадения осадка.

#### Гидратообразования.

Образование кристаллогидратов происходит в условиях низких температур и повышенных давлений при наличии воды и газа, содержащего гидратообразующие компоненты: метан, этан, пропан, бутаны, азот, уголекислоту, сероводород и др. Кроме того, формированию гидратов в стволах нефтяных скважин способствуют наличие в газожидкостном потоке мех.примесей и взвешенных кристаллов парафина, играющих роль центров кристаллизации, а также отложения парафина на стенках лифтовых труб,

создающие местные сужения, что приводит к повышению перепада давления, снижению температуры и интенсификации процесса.

Отложения гидратов происходят на стенках НКТ при обводненности продукции до 80%. Часто образуется несколько пробок, разделенных 2-150 м и более, заполненных добываемой жидкостью или газом. Толщина отдельных пробок колеблется от нескольких метров до 350 м. Наиболее интенсивное формирование пробок характерно для малодебитных скважин с большим газовым фактором и высоким давлением на устье. Анализ проб показывает, что гидратные пробки образуются в основном в приустьевой зоне скважин. На больших глубинах формируются сложные пробки, в состав которых входят, кроме гидрата, нефть, парафин, вода, мех. примеси в виде мелких частиц породы коллектора или глины.

Опасность появления гидратных пробок в работающих скважинах меньше, чем при смене режима, остановке и последующем вводе скважин в эксплуатацию. В работающей скважине гидраты образуются в потоке добываемой жидкости. Кристаллы окружены слоем нефти, препятствующей их адгезии на стенках труб или коагуляции в устойчивые мощные конгломераты, способные перекрыть рабочий канал. При остановке скважины подъем жидкости прекращается, начинается перераспределение газа и жидкости в НКТ. Газ движется к устью, нефть и вода при активном контактировании - к забою. Условиями образования гидратов в некотором интервале являются охлаждение НКТ, вызванное прекращением теплопритока от добываемой жидкости, влияние низкой температуры окружающих пород, интенсивный контакт газа и воды при перераспределении фаз. Это приводит к ускорению гидратообразования. При наличии парафиновых отложений в местах сужений накапливаются стекающие по стенкам нефть, вода и дисперсные гидраты.

Дополнительным фактором, вызывающим снижение температуры потока, является дросселирование газа через неплотности в резьбовых соединениях лифтовых труб. Перепад давления между затрубным пространством и

внутренней полостью НКТ в зоне возможного гидратообразования достигает 2-6 МПа.

Таким образом, условия, способствующие образованию гидратов при добыче нефти, следующие:

Главным источником выделения солей является вода, добываемая совместно с нефтью. В этой связи процессу солеотложения подвержены скважины и наземное оборудование, эксплуатирующиеся в условиях обводнения добываемой продукции. Отложения имеют сложный состав и содержат как минеральную, так и органическую составляющую. Содержание АСПО в составе солевых осадков колеблется в интервале 4,2 – 25,8 %. Доля неорганической части, растворяющейся в соляной кислоте, составляет 20,3 - 99,0 %.

Основной причиной выпадения солей на Вахском месторождении является перенасыщенность пластовой воды гидрокарбонатом кальция. Необходимо учитывать и то, что солеотложение проходит в сложных гидротермических условиях в присутствии нефтяных компонентов, газовой фазы и механических примесей, оказывающих влияние на интенсивность процесса, характер и свойства осадков, формирующихся как в призабойной зоне пласта, так и в нефтепромысловом оборудовании. Исследование минерального состава отложений солей из скважин Вахского месторождения показывает, что отложения, в основном, присутствуют в виде карбонатов. Необходимо учитывать, что смешение в пластовых условиях вод, относящихся к разным типам, и даже простое разбавление некоторых растворов пресной водой может приводить к выпадению в осадок солей, в частности, карбоната кальция. Твердые отложения образуются при изменении термобарических условий в скважине, особенно при эксплуатации с динамическими уровнями 1000 м и выше. При этом снижаются температура над уровнем жидкости, что увеличивает скорость осаждения парафинов и солей. В этих же условиях повышения депрессии на пласт увеличивается вынос мех. примесей (песка, глины, цемента и др.) как с забоя скважин, так и из пласта.

#### **4.6 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями**

Добыча из скважин осложнена выпадением асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) в нефтепромысловом оборудовании. Нефть содержит до 1,69% парафина. При наступлении периода механизированного способа эксплуатации, вероятность отложений АСПО будет высокая. Отложения АСПО могут происходить на штангах, НКТ, в клапанных узлах.

Парафинизация оборудования связана с охлаждением потока добываемой жидкости до температур ниже насыщения нефти парафином, вследствие разгазирования пластовой жидкости и теплообмена. Наиболее интенсивен процесс парафиноотложения в скважинах с низкими дебитами, незначительной обводненностью продукции, высоким газовым фактором, высокой температурой насыщения нефти парафином, высокой температурой плавления парафина, при значительном содержании в нефти парафина, асфальтосмолистых веществ.

Из химических способов могут быть использованы ингибиторы парафиноотложения с деэмульгирующими свойствами типа СНПХ, ингибиторов парафиноотложений СНПХ-7920М, СНПХ-7912М, ингибитора комплексного действия СНПХ-7941, ингибиторы Х-TOL, ХТ-48-W, композиционные реагенты ИП-1, ИП-2, ИП-3, ДН-5, стабильный газовый конденсат, нефрас и др. Одним из наиболее эффективных ингибиторов парафиноотложения является ТХ-1907, выпускаемый ЗАО «ЛУК-Травис кемикалс» (г. Когалым, Тюменская обл).

Для предотвращения простоя работающих скважин по причине парафиноотложения необходимо:

Скважины с интенсивной парафинизацией оборудования, где межочистой период изменяется от 5 до 20 суток, рекомендуется обрабатывать ингибиторами парафиноотложения типа СНПХ по методу непрерывного дозирования с помощью насосов типа НД, УДС, УДЭ.

Скважины с невысокой интенсивностью парафинизации, у которых межочистной период изменяется от 20 до 30 суток, рекомендуется обрабатывать удалителями.

Из тепловых самыми распространенными способами в промышленной практике являются промывка скважины горячей нефтью и прогрев паром. Но для скважин, оборудованных УЭВН с погружным электроприводом, такой способ опасен тем, что может нарушиться полимерная изоляция питающего электрокабеля, поэтому температура теплоносителя не должна превышать 70<sup>0</sup>С. Способ горячих периодических промывок или пропарок трудоемок и малоэффективен технологически: в период между промывками скважин снижается дебит.

Одним из перспективных тепловых способов очистки нефтедобывающих скважин от парафина является способ прямого электронагрева с использованием НКТ и обсадной колонны скважины в качестве нагревательных элементов электрической цепи. Указанные элементы соединяются между собой специальным погружным контактом, устанавливаемым на глубине около 800 м. В качестве электрической установки используется тиристорный преобразователь. Комплекс оборудования образует установку электронагрева и депарафинизации нефтедобывающих скважин (УЭНДС) и содержит наземную часть (НЧ УЭНДС) и подземную часть (ПЧ УЭНДС). Комплекс оборудования и технология разработаны и реализуются АО «Татнефть» (АО Татнефть, г. Альметьевск, ул. Ленина, 75, тел.:(855-12) 23362. Факс:(855-12) 22567, телекс: 412558, ДЕВОН, телетайп: АТ 724148) совместно с ОАО ВНИИР (Чебоксары, пр. Яковлева, 4, тел.:(835-2)210725, 210908, факс (835-2) 212970, 210729, телекс:412627 KVANT SU, телетайп: АТ 158167 ОЗОН).

Наземная часть оборудования НЧ УЭНДС представляет собой электросиловую установку. Установка содержит коммутационную аппаратуру, силовой трансформатор и шкаф электронного управления.

Установка обеспечивает:

- требуемую температуру нагрева НКТ и нефти;

- ограничение величины тока нагрева при изменении сопротивления электрической цепи участка «НКТ-погружной контакт – обсадная труба»;
- ограничение величины тока нагрева при изменении сопротивления электрической цепи участка «НКТ-погружной контакт-обсадная труба»
- ограничение максимальной температуры нефти в процессе нагрева;
- необходимые защиты, диагностику, индикацию и плавное регулирование режимов нагрева;
- возможность включения в АСУП с дистанционным управлением.

Технические характеристики:

- напряжение-380V;
- диапазон изменения выходного тока – 0-500 А;
- максимальная температура нагрева жидкости в скважине - +400С;
- температура окружающей среды - +/- 400С.

Спецоборудования подземной части ПЧ УЭНДС:

- устройство герметизации и ввода;
- изоляционная муфта;
- изоляционная штанга;
- изоляторы;
- контактное устройство.

Погружные элементы обеспечивают создание электрической цепи в скважине и электрическую изоляцию металлических частей станка-качалки и трубопровода.

Устройство герметизации и ввода устанавливается на отводящем патрубке обсадной колонны устья скважины, служит для подвода с помощью силового кабеля электрического тока к НКТ с герметизацией межтрубного пространства от давления выходящих газов. Изоляционная муфта разделяет погружную часть НКТ от наземной, создает необходимый изоляционный зазор и несет силовую нагрузку от веса всей колонны НКТ, находящихся в скважине. Изоляционная штанга изолирует насосную штангу станка-качалки и наземной части НКТ. Изоляторы обеспечивают изоляцию НКТ от обсадной колонны. Контактное

устройство (погружной контакт) обеспечивает электрическую цепь между НКТ и обсадной колонной.

Внедрение способа прямого электронагрева нефтедобывающей скважины дает следующие эффекты:

- увеличение дебита скважины;
- низкие эксплуатационные затраты;
- отсутствие загрязнения окружающей среды;
- отсутствие нарушения эксплуатационных качеств нефтяного пласта;
- совместимость с эксплуатационными режимами и режимом ремонтных работ;
- автоматизация управления процесса очистки нефтяных скважин от парафина.

Для своевременного выявления парафиноопасных скважин необходимо оборудовать малодебитные скважины с незначительной обводненностью термокарманами для замера устьевых температур. Целесообразно внедрение приборов, прошедших апробацию в других регионах. К таковым относятся магнитные устройства для обработки жидкости (МОЖ) разработки ОАО «Оренбургнефть».

Принцип работы МОЖ основан на том, что после прохождения жидкости через зазор между стенкой трубы и поверхностью магнитного устройства в потоке образуется огромное количество дополнительных центров кристаллизации и флотационного выноса. Они представляют собой газовые электрически заряженные микропузырьки, сформированные на коллоидных микропримесях.

Форма конуса МОЖ сконструирована так, что магнитный эффект усиливается гидравлическим, в результате чего происходит формирование АСПО в объеме с последующим флотационным их выносом на устье скважины.

Помимо магнитных устройств для профилактики и борьбы с АСПО в скважинах возможно применение эмалированных НКТ.



Прогрев пробки ТЭНами

Малогабаритный ТЭН мощностью 10 кВт спускается на кабель-тросе в лифтовые трубы непосредственно на пробку через лубрикатор. При наличии в отложениях мех.примесей или парафина эффективность данного способа резко снижается. Причина этого в том, что в процессе разложения гидрата мех. примеси оседают и накапливаются на поверхности пробки, ухудшая контакт ТЭНа с гидратом. Этот способ применим для разложения маломощных гидратных отложений.

#### **4.7 Мероприятия по предупреждению и борьбе с солеотложениями**

Для борьбы с солеотложениями рекомендуется применять следующие мероприятия:

- при очередном ремонте при глушении скважин закачивать ингибитор солеотложения (ПАФ-13А);
- в процессе эксплуатации ЭЦН производить долив в затрубное пространство ингибитора солеотложения не реже 1 раза в месяц;
- промывки забоя.

Для предупреждения отложения солей существуют технологические, физические и химические методы.

К технологическим методам относятся:

- увеличение скорости водонефтяного потока в трубах;
- использование труб, оборудования с полимерными покрытиями.

Физические средства профилактики солеобразования основаны на обработке добываемого флюида магнитными, электрическими и акустическими полями.

Наиболее прогрессивным методом борьбы с солеотложением является химический метод с использованием ингибиторов солеотложений.

Для предупреждения отложения солей в технологической схеме разработки выбраны ингибиторы типа ПАФ. Разработаны летняя и зимняя формы реагентов, физико-химические свойства которых отвечают предъявленным требованиям к ингибиторам.

Ингибиторы следует применять по двум технологиям: периодической задавкой в призабойную зону пласта и постоянной дозировкой в затрубное пространство скважин. Методы подачи реагентов в скважину изложены в РД 39-0148070-ООЗВН ИИ-86 «Технология применения ингибитора отложения солей ПАФ-13А в добывающих скважинах». Непрерывную подачу ингибитора осуществляют при отложении солей выше приема насоса.

Недостатком ингибиторов в жидкой товарной форме является быстрый вынос больших количеств реагента в первоначальный период после пуска скважины в работу. Создать постоянную концентрацию реагента в добываемой жидкости на все расчетное время предупреждения отложения солей можно с помощью ингибитора в твердой товарной форме. Такой ингибитор разработан в СибНИИНП, технология его применения изложена в РД 39-0148463-0010-89 «Инструкция по технологии применения ингибитора солеотложения в твердой товарной форме». Оптимальная дозировка ингибитора составляет 1-2 г/т попутно добываемой воды. Реагент представляет собой прессованную массу в виде цилиндров, размещенных в контейнере.

Оборудование, необходимое при использовании ингибиторов в жидкой товарной форме: цементируемый агрегат ЦА-320М; дозировочные устройства типа НД, БР-2.5; УДЭ, УДС; автоцистерны ЦР-7АП, АЦН-7.5, АЦН-11.

Для применения ингибитора в твердой товарной форме необходим контейнер, изготовленный из НКТ.

Для борьбы с солеотложениями рекомендуется применяемая в настоящее время закачка ПАФ-13А и испытание магнитных активаторов.

#### **4.8 Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией**

Способы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования разделяются на 3 группы:

- Механические;
- Магнитные;

- Химические.

Основными методами в настоящее время являются применение защитных покрытий, в основном для труб (НКТ и др.) и закачка химических реагентов.

Целесообразно испытать следующие реагенты для уменьшения коррозии оборудования:

- ХПК-001, ХПК-002, ХПК-007, имеющие температуру застывания  $-40$  -  $-60^{\circ}\text{C}$ . Закачивают их непрерывно или периодически. Из опыта применения в Западной Сибири, защитный эффект составляет более 95%.

- Амфикор (по ТУ 39-12966038-004-95), температура застывания  $-55^{\circ}\text{C}$ . Защитное действие – 90% при дозировке реагента 25 г/м.<sup>3</sup>

#### **4.9 Методы борьбы с механическими примесями**

Опыт эксплуатации месторождений в Западной Сибири показывает, что вынос мех. примесей не приводит к образованию песчаных пробок в скважинах, но, тем не менее, он отрицательно влияет на работоспособность погружного скважинного оборудования, приводя к преждевременным отказам насосов.

Повышенный вынос мех. примесей наблюдается в период вывода скважин на режим после ремонтов, как ПРС, так и КРС, и при нестабильном режиме откачки флюидов из скважин.

Для предупреждения или уменьшения выноса мех. примесей необходимо следить за состоянием текущих забоев скважин и производить перед запуском насоса очистку забоя гидрожелонками или другими устройствами. Необходимо исключать режимы откачки с нестабильными притоками, в частности, работу с влиянием попутного газа.

При каждом запуске и выводе скважин на режим отмечается повышенное содержание мех. примесей в продукции скважин, что отрицательно влияет на работоспособность оборудования. С каждым дополнительным запуском повышается вероятность преждевременного отказа ЭЦН.

Для увеличения наработки на отказ большую роль играет контроль за состоянием текущего забоя скважин. Замеры текущих забоев в настоящее время проводятся в ограниченных количествах. Примерно в 20% скважин запуск насосов происходит при текущих забоях, частично перекрывающих интервал перфорации, что является одной из причин высоких содержаний мех. примесей в продукции. Мероприятиями для снижения вероятности преждевременного отказа ЭЦН при запуске являются:

- промывка забоя после ремонта;
- осуществление плавного запуска.

## **5.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

### **5.1 Организационная структура управления и основные направления деятельности ОАО «Томскнефть» ВНК**

Основной вид деятельности предприятия это добыча нефти и газа на территории Томской и Тюменской областей.

Основная зона деятельности компании Томская область. ОАО «Томскнефть» ВНК крупнейший налогоплательщик, обеспечивающий долю 30% от налоговых платежей в бюджет области. Предприятие добывает до 65% от общего объема добычи нефти в Томской области. Основной базовый город томских нефтяников Стрежевой. Население Стрежевого - около 42,4 тысячи человек.

Территория деятельности ОАО «Томскнефть» ВНК составляет более 42 тысяч кв.км. Площадь лицензионных участков - свыше 26 тысяч кв.км. Главная отличительная черта нашей географии: разбросанность месторождений, они находятся в труднодоступных Васюганских болотах и на неосвоенных землях. Степень заболоченности Томской области достигает 37%.

ОАО «Томскнефть» ВНК является владельцем 24 лицензий на добычу нефти и газа на месторождениях Томской области, 7 лицензий на право пользования недрами в ХМАО, 7 лицензий на геологическое изучение с дальнейшей добычей углеводородного сырья. Кроме того, ОАО «Томскнефть» ВНК является агентом на разработку двух лицензионных участков ОАО «НК «Роснефть». Остаточные извлекаемые запасы предприятия составляют более 300 млн тонн.

Акционерами ОАО «Томскнефть» ВНК являются ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Газпром нефть», которым принадлежат по 50% акций Общества.

### **5.2 Характеристика проектных решений**

В условиях общей нестабильности российской экономики, ухудшения структуры запасов месторождений, геологических условий пластов, повышения

доли трудноизвлекаемых запасов в их общем балансе, ОАО «Томскнефть» ВНК должно уделять особое внимание поиску оптимального пути решения этих проблем, повышения технологической эффективности и рентабельности добычи, чтобы не оказаться в кризисном положении.

Добыча нефти увеличивается путем внедрения МУН, обработок призабойных зон, и других технологических мероприятий. Поэтому объемы добычи соответствуют плановым показателям. Для дальнейшего поддержания этой тенденции, предлагается постоянно проводить ряд мероприятий по увеличению нефтеотдачи. К примеру, промывка забоя скважины (КР 13-2) с последующей ГПП (КР 7-6).

### **5.3 Методика расчета экономического обоснования проведения комплекса КР**

Показателями экономической эффективности мероприятия являются:

- поток денежной наличности ПДН;
- чистая текущая стоимость ЧТС;
- срок окупаемости инвестиций Ток;
- чувствительность проекта к риску;
- коэффициент отдачи капитала;
- внутренняя норма рентабельности.

Расчет по системе вышеперечисленных показателей производится за 2015 год по следующей методике [26]:

$$ПДН_t = B_t - I_t - K_t - H_t, \quad (6.1)$$

где  $ПДН_t$  - поток денежной наличности полученный в t-ом году, тыс.руб.;

$B_t$  - выручка от реализации продукции в t-ом году, тыс.руб.;

$I_t$  - текущие затраты в t-ом году, тыс.руб.;

$K_t$  - капитальные затраты в t-м году, тыс.руб.;

$H_t$  - налоги, выплачиваемые в t-ом году, тыс.руб.

При расчете выручки по формуле 6.1 следует использовать цены предприятия на нефть и газ без учета налога на добавленную стоимость:

$$B_t = \sum_{i=1}^n Q_i \cdot C_i, \quad (6.2)$$

где  $n$  - количество производимых углеводородных продуктов,

$Q_i$  - объём реализации  $i$ -го углеводородного продукта, тыс.т, (млн.м<sup>3</sup>);

$C_i$  - цена на  $i$ -й продукт, руб./т (руб./тыс. м<sup>3</sup>).

Текущие затраты ( $I_t$ ) представляют собой затраты на добычу нефти и газа без амортизационных отчислений.

Капитальные затраты ( $K_t$ ) представляют собой единовременные затраты на создание скважин, объектов промыслового строительства и оборудования, не входящего в сметы строек

Расчёт налогов ( $H_t$ ) в формуле 6.1 предполагает определение размера налогов, относимых на финансовый результат, и налога на прибыль.

Для расчета налога на имущество рассчитывается сумма амортизационных отчислений и среднегодовая стоимость вводимого проектом разработки имущества по годам разработки. Для расчета налога на прибыль рассчитывается сумма прибыли от реализации.

После расчета годовых потоков денежной наличности ( $ПДН_t$ ) рассчитывается накопленный поток ( $НПДН_t$ ) за весь период разработки месторождения:

$$НПДН_t = \sum_{t=1}^T ПДН_t, \quad (6.3)$$

где  $t$  – текущий год разработки месторождения;

$T$  - период разработки месторождения.

Накопленный поток денежной наличности за весь период разработки ( $НПДН_t$ ) показывает, сколько наличных средств накопится на расчетном счете предприятия от реализации выбранного варианта разработки месторождения.

Поскольку результаты и затраты осуществляются в различные периоды времени, то возникает необходимость в их приведении к расчетному году ( $t_p$ ), предшествующему началу разработки месторождения.

Эту процедуру можно осуществить при помощи коэффициента дисконтирования по формуле 6.4:

$$\alpha_t = (1 + E_n)^{t_p - t} \quad (6.4)$$

где  $\alpha_t$  — коэффициент дисконтирования для  $t$  - го года,

$E_n$  — нормативный коэффициент приведения.

Нормативный коэффициент приведения численно равен эффективности инвестиций на рынке капитала. В условиях стабильной экономики этот коэффициент берут равным 0,1, то есть при отдаче капитала 10 % в год.

Нефтяные компании в своей практике экономического обоснования проектов разработки месторождений принимают норму дисконта на уровне 10 % (с учетом дополнительных рисков вложений).

Для учёта инфляционных процессов, когда темп инфляции стабилен по годам, можно использовать следующую формулу для дисконтирования:

$$\alpha_{uu} = (1 + E_n)^{t_p - t} (1 + i)^{t_p - t}, \quad (6.5)$$

где  $i$  - годовой коэффициент инфляции.

Дисконтированный годовой поток денежной наличности (ДПДН<sub>*t*</sub>) можно определить по формуле:

$$ДПДН_t = ПДН_t \cdot \alpha_t. \quad (6.6)$$

Накопленный дисконтированный поток денежной наличности представляет собой чистую текущую стоимость:

$$ЧТС = \sum_{t=1}^T ДПДН_t. \quad (6.7)$$

Чистая текущая стоимость проекта за весь период разработки месторождения (ЧТС<sub>*t*</sub>) является важнейшим критерием выбора оптимального варианта разработки месторождения.



#### 5.4 Расчет показателей экономической эффективности

В таблице 6.1 приведены исходные данные для расчета эффективности проведения комплекса КР на Вахском месторождении.

Данные для расчета представлены в таблице 6.1.

Таблица - 6.1 Данные для расчета ЧТС и НПДН при КР 1-2.2 НТ, КР 7-6 НТ

№	Показатели	Единица измерения	Годы		
			2015	2016	2017
1	2	3	4	5	6
1	Суточный дебит	т/сут	22,5	21,0	20,2
2	Себестоимость нефти	руб/т	7670	7670	7670
3	Ставка налога на прибыль	%	20	20	20
4	Доля условно-переменных затрат	д.е.	0,52	0,52	0,52
5	Ставка дисконта	%	10	10	10
6	Цена нефти	Руб/т	14200	14200	14200
7	Стоимость проведения КР	т.руб/скв-опер	2000	-	-
8	Количество скважин	скв-опер	1	-	-

Данные для расчета проведения мероприятия представлены экономическим отделом ООО «ННП».

Расчет калькуляции затрат на проведение комплекса КР приводится в таблице 6.2.

Таблица - 6.2 Калькуляция затрат на проведение КР 1-2.2 НТ, КР 7-6 НТ

Показатели		Значение
1	2	3
1.	КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ	
1.1	Подготовительный комплекс работ, руб./скв.опер.	113450
1.2	Обследование технического состояния скважины	210888
1.3	Техническое состояние устьевого оборудования	410667
1.4	Оборудование для проведения мероприятия, руб./скв.	100000
	Установка М10А, тыс.руб./скв.м	20000
	КОС 1, тыс.руб./скв.	30000
	агрегат АЧФ-700, АС-400, АН-700, тыс.руб./скв.	30000
1.5	Аренда бытовых и служебных помещений, 1 час/руб	5800
1.6	Использование вахтовой машины, рейс	24415
1.7	Оплата работы одного рабочего, 1 час/руб	170,7
2	ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ	
2.1	Обслуживание добывающих скважин, тыс.руб./скв.-год	1000,0
2.2	Обслуживание нагнетательных скважин, тыс.руб./скв.-год	120,3
2.3	Капитальный ремонт нагнетательных скважин, тыс.руб./скв.-год	300,0
2.4	Закачка воды, руб./м <sup>3</sup>	6,0
2.5	Сбор и транспорт нефти и газа, руб./т жидкости	10,3
2.6	Электроэнергия на извлечение нефти, руб./т жидкости	19,3
2.7	Технологическая подготовка нефти, руб./т жидкости	13,4
2.8	Заработная плата, тыс.руб./чел.-год	318,0
2.9	Перфорационные методы, тыс.руб./скв.	175,4
2.10	Вывод скважины из бездействия, тыс.руб./скв.	714,7
	Итого, тыс.руб.	2000

Рассмотрим пример расчета экономических показателей КР на скважине № 4270 Вахского месторождения за 2015 год.

Пример расчета экономических показателей за 2015 год.

$$Q_I = 22,5 \cdot 365 \cdot 0,97 = 7,96 \text{ т. тонн};$$

$$B_{pl} = 7,96 \cdot 14200 = 113,03 \text{ млн. руб};$$

$$I_{доп} = 7,96 \cdot 7670 \cdot 0,52 = 31,77 \text{ млн. руб};$$

$$I_I = 2,000 + 31,77 = 33,77 \text{ млн. руб};$$

$$П_{нр1} = 113,03 - 33,77 = 79,26 \text{ млн. руб.},$$

$$H_{нр1} = 79,26 \cdot 0,20 = 15,85 \text{ млн. руб.};$$

$$\alpha_1 = (1 + 0,1)^{1-1} \cdot (1 + 0,14)^{1-1} = 1; \Delta ПДН = 113,03 - 33,77 - 15,85 = 63,41 \text{ млн.руб.};$$

$$НПДН_1 = 63,41 \text{ млн.руб.}; ДПДН_1 = 63,41 \cdot 1 = 63,41 \text{ млн.руб.};$$

$$ЧТС_1 = 63,41 \text{ млн.руб.}$$

Расчет за остальные годы аналогичен.

Результаты расчетов приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 - Результаты расчета ЧТС и НПДН при КР 1-2.2 НТ, КР 7-6 НТ

Показатели	Единица измерения	2015	2016	2017	Всего
Объем добычи нефти	т. тонн	7,96	7,43	7,15	22,54
Прирост выручки	тыс. руб.	113032	105506	101530	320068
Текущие затраты, в том числе	тыс. руб.	26850	23200	22310	72360
Затраты на мероприятие	тыс. руб.	2000	0	0	2000
Затраты на дополнит. добычу	тыс. руб.	24850	23200	22310	70360
Прирост прибыли	тыс. руб.	86182	82306	79220	247708
Налог на прибыль	тыс. руб.	17236,4	16461,2	15844	49541,6
Поток денежной наличности (ПДН)	тыс. руб.	68945,6	65844,8	63376	198166,4
Накопленный поток денежной наличности (НПДН)	тыс. руб.	68945,6	134790,4	198166,4	401902,4
Коэффициент дисконтирования	тыс. руб.	1	0,9	0,81	
Дисконтированный годовой поток денежной наличности (ДПНД)	тыс. руб.	68945,6	59260,32	51334,56	179540,5
Чистая текущая стоимость (ЧТС)	тыс. руб.	68945,6	128205,9	179540,5	376692

Исходя из расчетов, построим профили НПДН и ЧТС (рисунок 6.1).

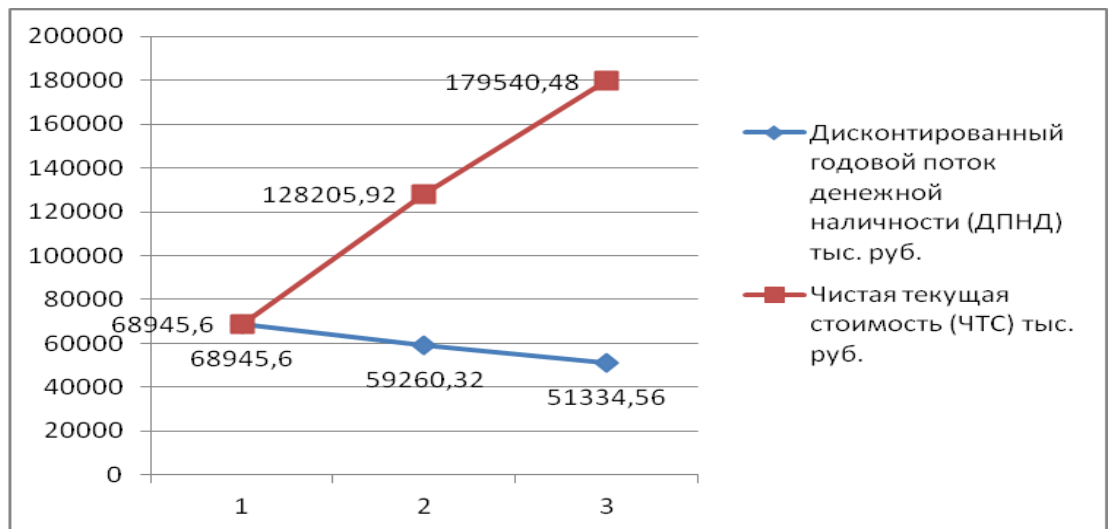


Рисунок - 6.1 Профили ЧТС и НПДН

Из графика видно, что данное мероприятие эффективно и срок окупаемости меньше года. Срок окупаемости капитальных вложений ( $T_{ок}$ ) - это точка пересечения НПДН с ЧТС с осью абсцисс.

Срок окупаемости капитальных вложений ( $T_{ок}$ ) определяем по формуле:

$$T_{ок} = T_0 - \frac{НПДН_0}{НПДН_1 - НПДН_0}, \quad (6.8)$$

где  $T_0$  - количество лет в течение которых наблюдались суммарные отрицательные значения ЧТС ( НПДН);

$НПДН_1$  - накопленный поток денежной наличности в году проведения ремонта;

$НПДН_0$  - текущие затраты на проведение ремонта в первом году.

$$T_{ок} = \frac{(-26850)}{68945,6 - (-26850)} = 0,3 * 12 = 4,0 \text{ месяцев} \quad (6.9)$$

Срок окупаемости показывает количество месяцев, в течении которых суммарные положительные значения ЧТС (НПДН) покрывают их суммарные отрицательные значения.

Для оценки эффективности капитальных вложений кроме срока окупаемости определяется коэффициент отдачи капитала (КОК) [26]:

$$КОК = ЧТС/ЧТС_{инв} + 1; \text{руб/руб} \quad (6.10)$$

где  $ЧТС_{инв}$  - суммарные дисконтированные инвестиции, тыс. руб.

$$ЧТС_{инв} = \sum \Delta И_t \cdot \alpha_t \quad (6.11)$$

$$ЧТС_{инв} = 26850 \cdot 1 + 23200 \cdot 0,9 + 22310 \cdot 0,81 = 65\,801 \text{ тыс.руб.}$$

$$КОК = 179540,5/65801 + 1 = 3,72 \text{ руб}$$

Предприятие от данного мероприятия на каждый вложенный рубль получит 3,72 руб. дисконтированного дохода и 2,72 руб. дисконтированной прибыли.

Внутренняя норма рентабельности (ВНР) является показателем эффективности данного проекта и представляет собой такую норму дисконта, при которой чистая текущая стоимость равна нулю (рисунок 6.2).

Определяется методом подбора или графически. Если внутренняя норма рентабельности не превышает выбранное значение нормы дисконта ( $E_n$ ), такой вариант проведения инновации отклоняется.

Определяем ВНР с пересчетом формул 6.4, 6.6, 6.7.

Примем норму дисконта  $E_n = 30\%$ .

$$\alpha_{2015} = (1+0,30)^0 = 1$$

$$\alpha_{2016} = (1+0,30)^{0-1} = 0,769$$

$$\alpha_{2017} = (1+0,30)^{0-2} = 0,591$$

Приросты дисконтированных потоков денежной наличности:

$$\Delta \text{ДПДН}_{2015} = \Delta \text{ПДН}_{2015} \cdot \alpha_t = 68945,6 \cdot 1 = 68945,6 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta \text{ДПДН}_{2016} = 65844,8 \cdot 0,769 = 50634,6 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta \text{ДПДН}_{2017} = 63376 \cdot 0,591 = 37455,2 \text{ тыс. руб.}$$

Чистая текущая стоимость

$$\Delta \text{ЧТС} = 68945,6 + 50634,6 + 37455,2 = 157\,035,4 \text{ тыс. руб.}$$

На рисунке 6.2 представлена зависимость ЧТС от внутренней нормы рентабельности (ВНР).

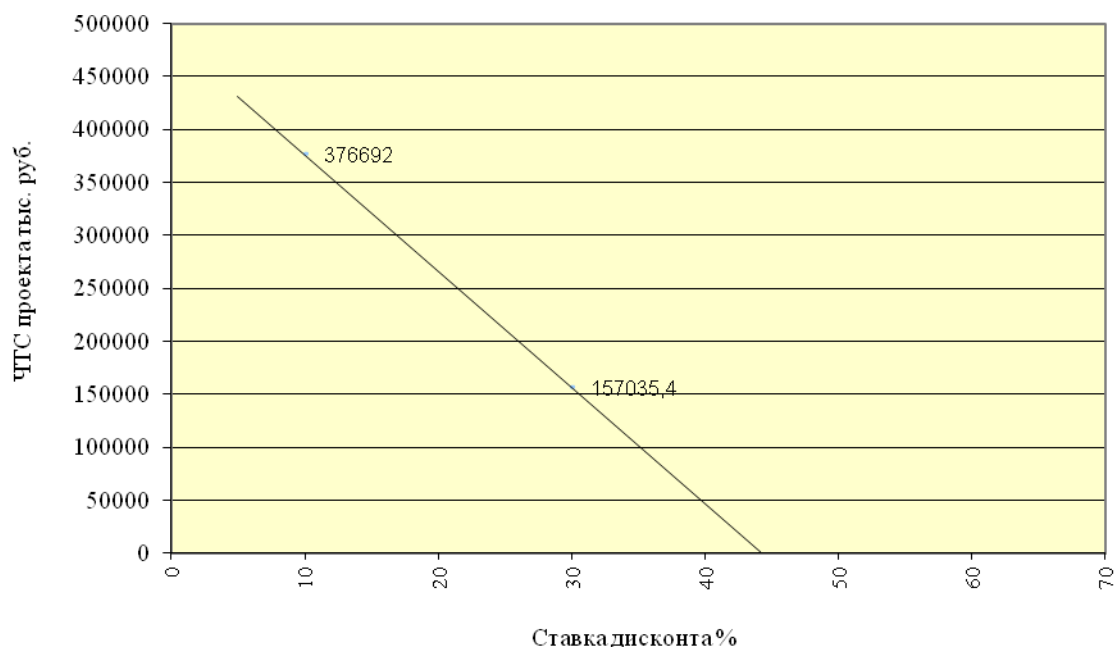


Рисунок - 6.2 Определение внутренней нормы рентабельности

По графику определяем ВНР = 44 %.

### 5.5 Анализ чувствительности проекта к риску

Расчет потока денежной наличности базируется на следующих показателях:

- Текущие затраты (И)
- Объем добычи нефти (Q)
- Ставки налога (Н)
- Цены на нефть (Ц)

Каждый из параметров имеет ту или иную степень неопределенности. Случайные изменения названных показателей могут быть вызваны влиянием природных факторов, рыночной среды, налогового законодательства и др. Поэтому необходимо провести анализ чувствительности проекта.

Для этого мы задаем диапазоны колебаний каждого параметра в определенных пределах в процентах, как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения.

Задав вариации каждого параметра, мы получим зависимость чистой

текущей стоимости от одной из переменных:

- $ЧТС = f(I)$
- $ЧТС = f(Q)$
- $ЧТС = f(H)$
- $ЧТС = f(Ц)$

Интервалы изменения факторов:

- $I = [-10\%, 10\%]$
- $Q = [-10\%, 30\%]$
- $H = [-20\%, 20\%]$
- $Ц = [-30\%, 30\%]$

В таблицах 6.4-6.11 приводится расчет экономической эффективности при изменении факторов в заданных интервалах.

Таблица - 6.4 Расчет экономической эффективности при уменьшении текущих затрат на 10 %

Показатели	Единица измерения	2015	2016	2017	Всего
Объем добычи нефти	т. тонн	7,96	7,43	7,15	22,54
Прирост выручки	тыс. руб.	113032	105506	101530	320068
Текущие затраты, в том числе	тыс. руб.	24165	20880	20079	65124
Затраты на мероприятие	тыс. руб.	2000	0	0	2000
Затраты на дополнит. добычу	тыс. руб.	24850	23200	22310	70360
Прирост прибыли	тыс. руб.	88867	82306	79220	250393
Налог на прибыль	тыс. руб.	17773	16461	15844	50079
Поток денежной наличности (ПДН)	тыс. руб.	71094	68165	65607	204865
Накопленный поток денежной наличности (НПДН)	тыс. руб.	71094	139258	204865	415217
Коэффициент дисконтирования	тыс. руб.	1	0,9	0,81	
Дисконтированный годовой поток денежной наличности (ДПНД)	тыс. руб.	71094	61348	53142	185584
Чистая текущая стоимость (ЧТС)	тыс. руб.	71094	132442	185584	389119



Таблица - 6.5 Расчет экономической эффективности при увеличении текущих затрат на 10 %

Показатели	Единица измерения	2015	2016	2017	Всего
Объем добычи нефти	т. тонн	7,96	7,43	7,15	22,54
Прирост выручки	тыс. руб.	113032	105506	101530	320068
Текущие затраты, в том числе	тыс. руб.	29535	25520	24541	79596
Затраты на мероприятие	тыс. руб.	2000	0	0	2000
Затраты на дополнит. добычу	тыс. руб.	24850	23200	22310	70360
Прирост прибыли	тыс. руб.	83497	82306	79220	245023
Налог на прибыль	тыс. руб.	16699,4	16461,2	15844	49005
Поток денежной наличности (ПДН)	тыс. руб.	66797,6	63524,8	61145	191467
Накопленный поток денежной наличности (НПДН)	тыс. руб.	66797,6	130322,4	191467,4	388587
Коэффициент дисконтирования	тыс. руб.	1	0,9	0,81	
Дисконтированный годовой поток денежной наличности (ДПНД)	тыс. руб.	66797,6	57172,32	49527,45	173497
Чистая текущая стоимость (ЧТС)	тыс. руб.	66797,6	123969,92	173497,37	364265

Таблица - 6.6 Расчет экономической эффективности при уменьшении добычи на 10 %

Показатели	Единица измерения	2015	2016	2017	Всего
Объем добычи нефти	т. тонн	7,164	6,687	6,435	20,286
Прирост выручки	тыс. руб.	101729	94955	91377	288061
Текущие затраты, в том числе	тыс. руб.	26850	23200	22310	72360
Затраты на мероприятие	тыс. руб.	2000	0	0	2000
Затраты на дополнит. добычу	тыс. руб.	24850	23200	22310	70360
Прирост прибыли	тыс. руб.	74879	71755	69067	215701
Налог на прибыль	тыс. руб.	14976	14351	13813	43140
Поток денежной наличности (ПДН)	тыс. руб.	59903	57404	55254	172561
Накопленный поток денежной наличности (НПДН)	тыс. руб.	59903	117307	172561	349771
Коэффициент дисконтирования	тыс. руб.	1	0,9	0,81	
Дисконтированный годовой поток денежной наличности (ДПНД)	тыс. руб.	59903	51664	44755	156322
Чистая текущая стоимость (ЧТС)	тыс. руб.	59903	111567	156322	327792

Т

Таблица - 6.7 Расчет экономической эффективности при увеличении добычи на 30 %

Показатели	Единица измерения	2015	2016	2017	Всего
Объем добычи нефти	т. тонн	10,348	9,659	9,295	29,302
Прирост выручки	тыс. руб.	146941,6	137157,8	131989	416088,4
Текущие затраты, в том числе	тыс. руб.	26850	23200	22310	72360
Затраты на мероприятие	тыс. руб.	2000	0	0	2000
Затраты на дополнит. добычу	тыс. руб.	24850	23200	22310	70360
Прирост прибыли	тыс. руб.	120091,6	113957,8	109679	343728,4
Налог на прибыль	тыс. руб.	24018,32	22791,56	21935,8	68745,68
Поток денежной наличности (ПДН)	тыс. руб.	96073,28	91166,24	87743,2	274982,7
Накопленный поток денежной наличности (НПДН)	тыс. руб.	96073,28	187239,52	274982,72	558295,5
Коэффициент дисконтирования	тыс. руб.	1	0,9	0,81	
Дисконтированный годовой поток денежной наличности (ДПНД)	тыс. руб.	96073,28	82049,616	71071,992	249194,9
Чистая текущая стоимость (ЧТС)	тыс. руб.	96073,28	178122,896	249194,888	523391,1

Таблица- 6.8 Расчет экономической эффективности при уменьшении налогов на 20 %

Показатели	Единица измерения	2015	2016	2017	Всего
Объем добычи нефти	т. тонн	7,96	7,43	7,15	22,54
Прирост выручки	тыс. руб.	113032	105506	101530	320068
Текущие затраты, в том числе	тыс. руб.	26850	23200	22310	72360
Затраты на мероприятие	тыс. руб.	2000	0	0	2000
Затраты на дополнит. добычу	тыс. руб.	24850	23200	22310	70360
Прирост прибыли	тыс. руб.	86182	82306	79220	247708
Налог на прибыль	тыс. руб.	13789,1	13169	12675	39633
Поток денежной наличности (ПДН)	тыс. руб.	72392,9	69137	66545	208075
Накопленный поток денежной наличности (НПДН)	тыс. руб.	72392,9	141530	208075	421998
Коэффициент дисконтирования	тыс. руб.	1	0,9	0,81	
Дисконтированный годовой поток денежной наличности (ДПНД)	тыс. руб.	72392,9	62223,3	53901	188518
Чистая текущая стоимость (ЧТС)	тыс. руб.	72392,9	134616	188518	395527

Таблица - 6.9 Расчет экономической эффективности при увеличении налогов на 20 %

Показатели	Единица измерения	2015	2016	2017	Всего
Объем добычи нефти	т. тонн	7,96	7,43	7,15	22,54
Прирост выручки	тыс. руб.	113032	105506	101530	320068
Текущие затраты, в том числе	тыс. руб.	26850	23200	22310	72360
Затраты на мероприятие	тыс. руб.	2000	0	0	2000
Затраты на дополнит. добычу	тыс. руб.	24850	23200	22310	70360
Прирост прибыли	тыс. руб.	86182	82306	79220	247708
Налог на прибыль	тыс. руб.	20683,7	19753,4	19013	59450
Поток денежной наличности (ПДН)	тыс. руб.	65498,3	62552,6	60207	188258
Накопленный поток денежной наличности (НПДН)	тыс. руб.	65498,3	128051	188258	381807
Коэффициент дисконтирования	тыс. руб.	1	0,9	0,81	
Дисконтированный годовой поток денежной наличности (ДПНД)	тыс. руб.	65498,3	56297,3	48768	170563
Чистая текущая стоимость (ЧТС)	тыс. руб.	65498,3	121796	170563	357857

Таблица - 6.10 Расчет экономической эффективности при уменьшении цены на нефть на 30 %

Показатели	Единица измерения	2015	2016	2017	Всего
Объем добычи нефти	т. тонн	7,96	7,43	7,15	22,54
Прирост выручки	тыс. руб.	79122,4	73854	71071	224048
Текущие затраты, в том числе	тыс. руб.	26850	23200	22310	72360
Затраты на мероприятие	тыс. руб.	2000	0	0	2000
Затраты на дополнит. добычу	тыс. руб.	24850	23200	22310	70360
Прирост прибыли	тыс. руб.	52272,4	50654	48761	151688
Налог на прибыль	тыс. руб.	10454,5	10131	9752,2	30338
Поток денежной наличности (ПДН)	тыс. руб.	41817,9	40523	39009	121350
Накопленный поток денежной наличности (НПДН)	тыс. руб.	41817,9	82341	121350	245509
Коэффициент дисконтирования	тыс. руб.	1	0,9	0,81	
Дисконтированный годовой поток денежной наличности (ДПНД)	тыс. руб.	41817,9	36471	31597	109886
Чистая текущая стоимость (ЧТС)	тыс. руб.	41817,9	78289	109886	229993

Таблица - 6.11 Расчет экономической эффективности при увеличении цены на нефть на 30 %

Показатели	Единица измерения	2015	2016	2017	Всего
Объем добычи нефти	т. тонн	7,96	7,43	7,15	22,54
Прирост выручки	тыс. руб.	146942	137158	131989	416088
Текущие затраты, в том числе	тыс. руб.	26850	23200	22310	72360
Затраты на мероприятие	тыс. руб.	2000	0	0	2000
Затраты на дополнит. добычу	тыс. руб.	24850	23200	22310	70360
Прирост прибыли	тыс. руб.	120092	113958	109679	343728
Налог на прибыль	тыс. руб.	24018,3	22791,6	21936	68746
Поток денежной наличности (ПДН)	тыс. руб.	96073,3	91166,2	87743	274983
Накопленный поток денежной наличности (НПДН)	тыс. руб.	96073,3	187240	274983	558296
Коэффициент дисконтирования	тыс. руб.	1	0,9	0,81	
Дисконтированный годовой поток денежной наличности (ДПНД)	тыс. руб.	96073,3	82049,6	71072	249195
Чистая текущая стоимость (ЧТС)	тыс. руб.	96073,3	178123	249195	523391

Данные для построения диаграммы чувствительности проекта к риску (рисунок 6.3) приведены в таблице 6.12.

Таблица - 6.12 Данные для построения диаграммы чувствительности проекта к риску

Показатели	Значение показателя, тыс. руб.						
	-30%	-20%	-10%	0	10%	20%	30%
ЧТС (баз) тыс. руб.				179541			
ЧТС (Q <sub>н</sub> ) тыс. руб.	109886						249195
ЧТС (Ц <sub>н</sub> ) тыс. руб.		188518				170563	
ЧТС (З) тыс. руб.			156322				249195
ЧТС (Н <sub>пр</sub> ) тыс. руб.			185584		173497		

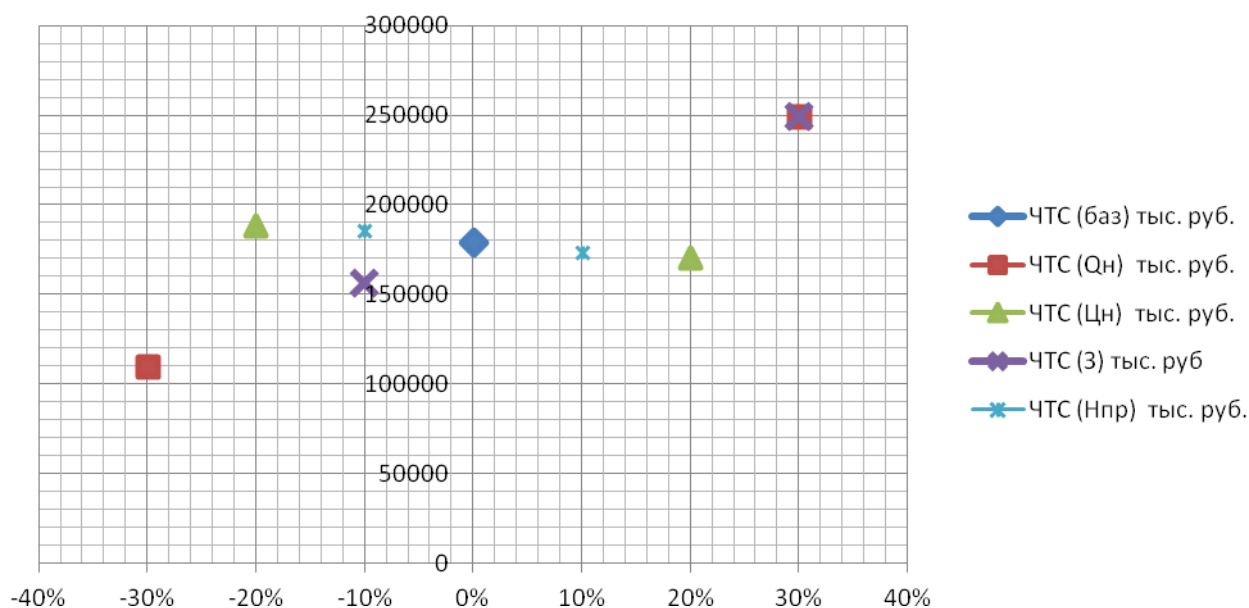


Рисунок - 6.3 Диаграмма чувствительности проекта к риску

Таким образом, снижение цены на нефть [ЧТС (Ц)], увеличение текущих затрат [ЧТС (Т<sub>з</sub>)] и рост налогов [ЧТС (Н)] – являются отрицательными факторами при выполнении мероприятий по реконструкции и модернизации промышленного хозяйства.



Анализ чувствительности проекта к риску показывает, что, данный проект не имеет риска, т.к. измененные ЧТС находятся в положительной области, что видно на рисунке 6.3. Источником финансирования выполнения мероприятий по модернизации промышленного хозяйства является самофинансирование предприятия за счет своего текущего накопления. Естественно, что ежегодные затраты будут возрастать, и это повлияет на увеличение себестоимости добываемой продукции и при ее чрезмерном удорожании, добыча нефти станет проблематичной. Такое же положение складывается при снижении цен на реализацию продукции и рост налогообложения, т.е. факторы, не зависящие от предприятия. В условиях нестабильной обстановки, нефтегазодобывающее производство является весьма рискованным мероприятием. Риск заключается в неустойчивости цен на нефть на мировом и отечественном рынках и естественно, ни одно предприятие, ни один предприниматель не будет торговать продукцией по ценам, не приносящим прибыль. Не меньший риск добывающему производству представляет, и безмерное повышение налогового бремени.

Планирование и внедрение мероприятий, направленных на увеличение добычи нефти, пока позволяет добывающему предприятию работать в сложных условиях рыночных отношений и непринятие мер по минимизации естественного спада добываемой продукции и снижения денежных поступлений грозит ему разорением. Сегодня предприятие делает правильный выбор: лучше с риском увеличивать добычу нефти и работать в трудных условиях, чем, ничего не делая, ждать банкротства.

Расчет показателей экономической эффективности комплекса ремонта на Вахском месторождении показал, что применение этого метода увеличения нефтеотдачи позволило существенно нарастить добычу нефти на рассматриваемом месторождении.[4]

Рассчитанные данные представлены в таблице 6.13.

Таблица - 6.13 Сводные данные

Показатели	Единица измерения	Значение
Затраты на КР	тыс. руб.	2000
Чистая текущая стоимость проекта	тыс. руб.	179540,5
Накопленный поток денежной наличности	тыс. руб.	198166,4
Внутренняя норма рентабельности проекта	%	44
Коэффициент отдачи капитала	руб/руб	3,72
Срок окупаемости проекта	мес	4

## 6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### 6.1 Токсичность применяемых в производстве веществ и методы обеспечения безопасности

Почти все вредные вещества, характерные для современной технологии добычи нефти и газа, оказывают общетоксичное, раздражающее, канцерогенное и мутагенное действие на человека. Типичные вредные вещества, встречающиеся при разработке месторождений, приведены в таблице 7.1.

Таблица - 7.1 Вредные вещества, встречающиеся при разработке месторождений нефти и газа

Вещество	Класс опасности	Санитарно гигиенические концентрации мг/м <sup>3</sup>			
		ПДК в нас пунктах	ПДК в раб зоне	начало действия	смертельно опасные
1 Сероводород	2	0,002	10	230	1100
2 Серный ангидрид	2	0,1	1	250	1000
3 Двуокись азота	2	0,025	5	480	1200
4 Метан	4	200	300	180000	235000
5 Этан	4	200	300	96000	125000
6 Пропан	4	200	300	6500	8600
7 Бутан	4	200	300	4800	6200

Основными источниками этих ядов являются разгерметизация оборудования, технологические операции, связанные с продувкой скважин, исследованиями скважин, подземным ремонтом, утечки газов из нефтепромысловых трубопроводов, емкостей и скважин перед ремонтными работами и другие выбросы в атмосферу продуктов нефтедобычи создают большую опасность для людей и окружающей среды.

Сырая нефть, попадая на кожу человека, обезжиривает, сушит ее, следствием чего является зуд, покраснение, шелушение, пигментацию,

развиваются кожные заболевания. Нефть и ее пары могут вызвать острые отравления всего организма.

Особо опасными ядами при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений являются неуглеводородные, газообразные вещества, содержащиеся в относительно больших объемах в нефти (сероводород, серный ангидрид, окись углерода, окись азота).

Во избежание попадания сырой нефти и попутной минерализованной воды на кожу человека, операторам по обслуживанию установок добычи нефти выдается специальная защитная одежда, рукавицы и сапоги.

Реализуемые мероприятия по охране атмосферного воздуха:

- установка факелов для сжигания газа;
- нейтрализация выхлопных газов ДНС;
- организованный сбор и утилизация попутного газа при освоении эксплуатационных скважин;
- применение герметичных и закрытых емкостей для хранения нефти и горюче смазочных материалов;
- применение технических средств и технологических процессов, предотвращающих возникновение нефтепроявлений и открытых фонтанов;
- попутный газ, выделяющийся при испытаниях скважин, утилизируется или сжигается на факеле.

Рекомендуемые мероприятия по предотвращению загрязнения почв в процессе добычи нефти:

- полная герметизация систем сбора, сепарации, подготовки нефти и газа;
- автоматическое отключение скважин отсекающими при порыве выкидной линии;
- покрытие изоляцией магистральных нефтепроводов, внутреннее антикоррозийное покрытие водоводов высокого давления в ППД;
- испытание промысловых вод для закачки в пласт при ППД.

## 6.2 Обеспечение пожарной безопасности

Пожароопасными жидкостями и газами в добыче нефти и газа являются сырая нефть и попутный газ. Пределы взрывоопасности представлены в таблице 7.2.

Таблица - 7.2 Взрывоопасные пределы горючих веществ

Горючие вещ-ва	Концентрационные пределы воспламенения %		Температурные пределы воспламенения гр С	
	нижний	верхний	нижний	верхний
Бензин	1,1	5,4	-36	-7
Керосин	1,1	7	4	35
Метан	4,5	15,5		
Сероводород	4,3	44,5		

Тепловыми источниками зажигания могут быть: открытое пламя; электрическая искра; искры, образующиеся при ударе; заряды атмосферного электричества.

Значительную опасность представляют источники зажигания, появляющиеся при нарушениях режима работы. К таким источникам относится тепло, выделяющееся при химических, механических и других процессах.

На устьях скважин при ремонтных работах, где могут образовываться взрывоопасные смеси газов и паров с воздухом, необходимо применять инструменты и приспособления из металлов и материалов, не образующих искр при соударении (из меди, алюминия, бронзы, пластмасс).

Во избежание взрывов и пожаров необходимо:

1. устанавливать вытяжную вентиляцию (согласно СНиП П 33-75) в АГЗУ типа «Спутник»;
2. ремонтные работы на устьях скважин производить искробезопасными инструментами;
3. при стравливании давления с затрубного пространства скважины обслуживающему персоналу находиться за обваловкой скважины с наветренной стороны.

### 6.3 Охрана недр и окружающей среды

Долгосрочная политика Восточной нефтяной компании в области экологии направлена на рациональное использование сырьевой базы, последовательный переход на энергосберегающие и экологически чистые технологии, минимизацию воздействия производственной деятельности на природную среду, восстановление нарушенных сред.

Начата реализация долгосрочных программ по оздоровлению экологической обстановки в районах деятельности и на предприятиях Компании. В нефтедобыче идет масштабное апробирование современных технологий по рекультивации нефтезагрязненных и замазученных земель. Использование новейшей техники и технологий ликвидации последствий аварии позволит нефтяникам за три-четыре ближайших года вернуть северной природе накопившиеся долги: восстановить почву, очистить воду.

Серьезность подходов к природоохранной работе демонстрируют нефтепереработчики Компании. Ведется реконструкция и строительство крупных природоохранных объектов. Расширяются очистные сооружения, блокооборотное водоснабжение.

Компанией ведется целенаправленная политика по реконструкции и строительству новых автозаправочных комплексов, нефтебаз. Вводимые объекты отвечают мировому уровню, снабжены сложной системой механической очистки нефтепродуктов, имеют надежную экологическую защиту.

Вопросами охраны окружающей среды в НГДУ «Стрежевойнефть» придается большое значение. При разработке и эксплуатации Советского месторождения, в процессе технологических мероприятий, происходит выделение вредных веществ. К таким объектам относятся: циркуляционная система, блок приготовления буровых растворов, дожимные насосные станции, где происходит сепарация газа, факел, емкости горюче смазочных материалов, шламовые амбары и др.

К выделяемым вредным веществам относят: углеводороды, пыль (глина, барит), окислы азота, окись углерода. В качестве мероприятий по охране атмосферного воздуха на производстве приняты следующие меры:

1. установка факелов для сжигания газа;
2. нейтрализация или обезвреживание выхлопных газов;
3. организованный сбор и максимальная утилизация попутного газа при освоении эксплуатационных скважин;
4. применение герметичных и закрытых емкостей для хранения нефти и ГСМ;
5. применение технических средств и технологических процессов, предотвращающих возникновение нефтепроявлений и открытых фонтанов.

#### **6.4 Основные источники загрязнения атмосферного воздуха и характеристика вредных веществ в воздухе зоны нефтепромысловых объектов**

Загрязняющие воздух вещества на объектах бурения, добычи, подготовки и транспорта нефти поступают в атмосферу в виде организованных и неорганизованных выбросов.

Источниками организованных выбросов являются:

- резервуары, пруды-отстойники, нефтеловушки, шламонакопители (испарение нефти);
- негерметичность технологического оборудования;
- системы вентиляции производственных помещений, двигатели внутреннего сгорания.

В процессе сбора, транспорта и подготовки нефти наблюдается большое количество неорганизованных источников выделения вредных веществ, к ним относятся:

- нефтяные скважины,
- установки замера продукции скважин,
- сепарационные установки,

- дожимные насосные установки,
- нефтесборные пункты,
- установки подготовки газа,
- компрессорные станции,
- промысловые газопроводы,
- установки предварительного сброса воды.

Вероятность неорганизованных выбросов в окружающую среду повышается впервые несколько лет работы сооружений, вследствие некачественного выполнения строительных, сварочных работ и заводских дефектов оборудования, затем вероятность аварийных выбросов несколько снижается и вновь возрастает по мере старения оборудования.

Вещества, выбрасываемые в атмосферу при добычи нефти, относятся к 1-4 классу опасности.

Сернистый ангидрит ( $\text{SO}_2$ ) оказывает общее токсическое воздействие, нарушает углеводный и белковый обмены. Газ относится к 3 классу опасности, ПДК-  $10 \text{ мг/м}^3$ . Токсичность резко возрастает при одновременном воздействии с сероводородом, окисью углерода, аммиака и окислами азота. Действует «Эффект суммации» вредных веществ.

Окись углерода относится к 4 классу опасности, ПДК в воздухе рабочей зоны  $20 \text{ мг/м}^3$ , для населенных мест-  $3,0 \text{ мг/м}^3$ . Выделяется в атмосферу при сжигании газа на факелах и в дымовых трубах котельных.

Окись азота NO- бесцветный газ, быстро окисляется до  $\text{NO}_2$ - двуокиси азота. NO- кровяной яд, оказывает прямое действие на центральную нервную систему. Относится ко 2 классу опасности, ПДК рабочей зоны  $5 \text{ мг/м}^3$ , населенных мест  $0,085 \text{ мг/м}^3$ . Выделяется при работе котельных и сжигания газа на факелах.

Двуокись азота  $\text{NO}_2$  вызывает раздражающее действие на легкие. Относится ко 2 классу опасности, ПДК населенных мест-  $0,085 \text{ мг/м}^3$ .



Углеводороды (легкая фракция нефти) вызывают острые и хронические отравления при концентрации 0,005-0,010 мг/м<sup>3</sup>. Относится к 4 классу опасности, ПДК населенных пунктов для бензина- 5,0 мг/м<sup>3</sup>.

В больших количествах углеводороды выбрасываются в атмосферу при эксплуатации резервуаров. Все неорганизованные источники выбросов при сборе, транспорте, подготовке и хранении нефти выделяют в атмосферу углеводороды.

Сажа - обладает хорошей летучестью, долго держится в воздухе, образует устойчивое облако в местах выделения (ПДК- 0,15 мг/м<sup>3</sup>). Содержит в своем составе канцерогенные 3, 4- бензипрен и другие полициклические ароматические углеводороды, токсичные соединения металлов.

На территории месторождения находится котельная центрального товарного парка. При ее работе в атмосферу выбрасываются окись углерода, окислы азота и сернистый газ. Определение валовых выбросов и максимумов приземных концентраций этих ингредиентов было выполнено инструментальным методом лабораторией охраны окружающей среды «ТомскНИПИнефть».

Расчет рассеивания вредных выбросов в атмосферу на ЭВМ показал, что котельные, работающие на газе, являются экологически безопасными объектами. Выбросы от котельных можно принять за величину ПДВ (предельно- допустимые выбросы).

Нефтяные резервуары являются основными источниками выбросов углеводородов в атмосферу.

Таблица - 7.1 Количественная характеристика выбросов вредных веществ от котельной Центрального товарного парка.

№	Наименование	Количественная характеристика
1.	Высота дымовой трубы	70
2.	Диаметр или сечение устья трубы, м	0,43

Продолжение таблицы 7.1

3.	Параметры газовойоздушной смеси на выходе из трубы:		
	скорость м/с.	4,5	
	объем м <sup>3</sup> /с.	2,63	
	температура °С.	220	
4.	Вредные вещества выбрасываемые в атмосферу:	Г/С	Т/Год
	сернистый газ.	0,02	0,2
	окись углерода.	0,76	194,35
	окись азота.	0,28	65,78

### 6.5 Источники загрязнения водоемов и почв

При бурении и эксплуатации нефтяных скважин, сборе, подготовке и транспорте нефти основными загрязнителями почв и водоемов являются нефть, отработанные буровые растворы, буровой шлам, сточные воды, содержащие механические примеси, органические соединения, химические реагенты, поверхностно-активные вещества и минеральные соли. К основным узлам промыслового оборудования, являющимися источниками загрязнения, относятся следующие:

1. Устья скважин и прискважинные участки (аварийный разлив нефти возможен при нарушении герметичности в устьевой арматуре, при проведении работ по освоению скважин, подземному и капитальному ремонту).

2. Мерники и трапы групповых и индивидуальных сборных установок (утечки нефти и ее разлив возможны при переливах через верх мерников, очистке мерников и трапов от грязи и парафина).

3. Сборные резервуарные парки (разлив нефти может происходить при спуске сточных вод из резервуаров, при переливе нефти через верх резервуаров).

4. Не плотности или разрыв промысловых нефтесборных и нагнетательных трубопроводов (возможны попадания нефти и пластовых вод на природные объекты).

Нефть, как загрязнитель водной среды, характеризуется сложным составом, включающим широкий спектр углеводородных соединений, каждое из которых может рассматриваться как самостоятельный токсикант. Влияние нефти выражается в образовании на поверхности воды, нефтяной пленки, отложении на дно водоемов тяжелых фракций, появлении в воде керосинового запаха. Вода образует с нефтью стойкие эмульсии, которые сохраняются в течение длительного времени. Полное ее разрушение происходит под действием биохимических процессов окисления, которые при низких температурах (характерных для данного района), протекают крайне медленно.

Буровые отходы, кроме большого количества механических примесей, содержат значительное количество различных химических реагентов и добавок (нефть, гипан, КМЦ- 600, сульфанол, ГКЖ- 10, ТПФН и др.).

Для многих компонентов бурового раствора ПДК не определены.

Буровые сточные воды (БСВ), скапливаемые в отстойно - накопительных котлованах, загрязнены диспергированной глиной, смазочными маслами, нефтью, химическими реагентами, выбуренной породой, минеральными солями.

Содержание механических примесей в БСВ достигает 1,2 г/л, pH колеблется в диапазоне от 7,7 до 10, содержание растворенных и эмульгированных нефтепродуктов достигает 200 мг/л, бихроматная окисляемость- 600 мгО<sub>2</sub>/л, а минерализация- 2,6 г/л.

Высокоминерализованные пластовые воды, поступающие в горизонты пресных вод за счет межпластовых перетоков, а также на поверхность в случае негерметичности обсадных колонн скважин, извлекаемые при испытаниях скважин на приток жидкости - относятся к опасным загрязнителям, вызывающим засоление подземных и поверхностных вод и земель.

## **6.6 Влияние нефтедобычи на водные объекты, почву и растительность**

В соответствии с «Инструкцией по охране недр, окружающей природной среды, техники безопасности, противопожарным мероприятиям и промышленной санитарии при строительстве глубоких скважин» запрещается сбрасывать в водные объекты сточные воды, для чего необходимо обеспечить повторное использование буровых сточных вод после их отстоя и очистки.

Показатели водопотребления и водоотведения не должны превышать нормативных. Для снижения водопотребления, в том числе поверхностных, вод необходимо:

1. применять антикоррозийные покрытия трубопроводов и ингибиторную защиту;
2. строго соблюдать технологию проходки поглощающих горизонтов;
3. предотвращать утечки воды через неплотности соединений в водных линиях.

В целях предотвращения загрязнения поверхностных вод в заболоченных и периодически затопляемых местностях материалы, оборудования, механизмы должны размещаться на платформах и площадках. При этом отметки платформы и площадок должны быть выше максимального уровня подъема подводных вод для данной местности.

Обваловка скважин, резервуаров должна быть всегда в исправном состоянии. При нарушении обваловки и гидроизоляции они должны быть восстановлены.

Места для размещения емкостей для хранения ГСМ, бурового раствора, сточных вод и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы.

Приготовление и дозировку химических реагентов необходимо производить только в специально оборудованных местах, исключающих попадание их в водные объекты.

При разливе нефти и попадании её в водный объект в результате нефтегазового выброса, открытого фонтанирования или сварки трубопровода, необходимо сообщить об этом органам, осуществляющим контроль за состоянием водных объектов, в течение не более 3 часов с момента обнаружения, прекратить забор поверхностных, подземных вод для питьевого водоснабжения и принять экстренные меры, препятствующие дальнейшему распространению загрязнения.

Разлившаяся на поверхности водного объекта нефть должна быть локализована с применением боковых загрязнений.

Произвести сбор нефтепродуктов с поверхности водоема техническими средствами с помощью сорбентов – пенополиуретана, резиновой крошки.

## **6.7 Мероприятия по охране недр и окружающей среды**

В целях охраны атмосферы должны быть уменьшены выбросы легких фракций нефти от резервуаров, для этого необходимо:

1. обеспечение автоматического регулирования уровня в сепараторах КСЦ;
2. монтаж и ввод в эксплуатацию установок улавливания легких фракций нефти из резервуаров (УЛФ);
3. внедрение гибких дисков - отражателей в резервуарах;
4. монтаж резервуарных конденсаторов;
5. снижение температуры нефти, поступающей в резервуары;
6. сокращение числа эксплуатационных нефтяных резервуаров (замена герметичными буллитами);
7. ввод в эксплуатацию центробежных вертикальных сепараторов.

Для уменьшения потерь нефти в результате ее капельного уноса при сепарации необходимо:

1. применение устройства предварительного отбора газа с каплеуловителями в технологической схеме сепарации;

2. ввод в эксплуатацию сепарационных наклонных трубных установок (УСТН-1);

3. ввод в эксплуатацию блочных автоматизированных сепарационных установок;

4. оснащение сепарационных установок блоками струйных насадок типа КС-1.

В целях охраны вод:

1. показатели водопотребления и водоотведения не должны превышать нормативных. Для снижения водопотребления, в том числе поверхностных вод, необходимо:

1.1. обеспечить повторное использования буровых сточных вод после их отстоя и очистки;

1.2. вводить в действие установки предварительного сброса воды;

1.3. внедрять датчики расхода воды на нужды бурения, добычу и подготовку нефти;

1.4. строго соблюдать технологию проходки поглощающих горизонтов;

1.5. предотвращать утечки воды через не плотности соединений в водоводах.

2. В целях предотвращения загрязнения поверхностных вод, в заболоченных и периодически затопляемых местностях материалы, оборудование, механизмы должны быть выше максимального уровня подъема паводковых вод для данной местности.

3. Проводить дополнительную обваловку со стороны водоемов, кустов скважин, расположенных в их непосредственной близости. Регулярно контролировать состояние обваловки.

4. Места для размещения емкостей для хранения горюче-смазочных материалов, бурового раствора, сточных вод и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы до начала буровых работ.

5. При разливе нефти на поверхности земли или попадании ее в водоем в результате аварии необходимо сообщить об этом органам, осуществляющим государственный контроль за состоянием водных объектов, в течение не более трех часов с момента обнаружения, принять меры, обеспечивающие предотвращение дальнейшего распространения загрязнения.

5.1. локализовать загрязнения с применением боновых заграждений;

5.2. произвести сбор нефтепродуктов с помощью сорбентов пенополиуретана, резиновой крошки, текстильного горошка или других аналогичных средств.

Для охраны земли и недр предусмотреть выполнение нижеследующих мероприятий:

1. На период строительства скважин для буровых предприятий землепользователем отводится во временное пользование участок земли, размеры которого приведены в СП.

2. Для сокращения размера участка применять унифицированные схемы монтажно-буровых установок.

3. Земельные участки кустов (одиночных) нефтяных скважин необходимо обваловывать земельным валом высотой не менее 1,0 м с целью локализации возможных разливов нефти.

4. Все материалы и оборудование располагать строго в пределах отведенной и обвалованной площадки.

5. Сбор и хранение отходов бурения (шлама, глинистых растворов, сточных вод), загрязненных нефтепродуктами и другими органическими и минеральными веществами осуществляется в нефтяных амбарах.

5.1. Линейные размеры амбара (площадь, глубина) определяются в зависимости от рельефа местности, категории грунта, глубины залегания грунтовых вод.

5.2. Высота обваловки амбара определяется в зависимости от механического состава почв. Для почв с тяжелым механическим составом

(суглинки, глины) высота обваловки должна быть не менее 70 см, для почв с легким механическим составом (пески, супеси) – не менее 150 см.

5.3. Осуществлять регулярный контроль состояния обваловок вокруг кустовых площадок и шламовых амбаров, в случае необходимости производить их восстановление.

6. Эксплуатацию скважин производить при соответствующем оборудовании устья скважин, которое должно предотвращать возможность бесконтрольного выброса и открытого фонтанирования нефти.

7. Осуществлять полную герметизацию процессов сбора, подготовки и транспорта продукции скважин по всей технологической цепи с утилизацией

8. Для защиты поверхности земли от разлива нефти и нефтепродуктов предусматривать:

8.1. в групповых замерных установках автоматическую блокировку скважин в случае аварийного состояния коллекторов;

8.2. сооружение узлов переключения трубопроводов от групповых замерных установок до основного коллектора, что позволит в аварийной ситуации отключать поврежденные участки трубопроводов;

8.3. оснащение резервуаров сигнализацией максимального уровня и автоматической защитой их от перелива.

9. В случаях получения сведений об аварийных разливах нефти руководитель предприятия должен незамедлительно направить аварийную бригаду для сбора и удаления разлившейся нефти.

10. На всех промыслах иметь запас сорбентов (резиновая крошка, пенополиуретан, текстильный горошек) на случай аварийного разлива нефти.

11. Не допускать сжигания разливов нефти на поверхности почвы.

12. В процессе проводки скважин для предотвращения возможных перетоков жидкости или газа, ухудшения свойств коллекторов предусмотреть следующие мероприятия:

12.1. изоляцию в скважинах нефтяных и водоносных горизонтов обсадными колоннами;



12.2. пакерование заколонного пространства;

12.3. цементирование заколонного пространства.

13. При строительстве скважин предупреждать нефтегазопроявления путем установки противовыбросового оборудования.

14. Применять буровые растворы с параметрами, удовлетворяющими требованиям проводки скважин в конкретных геологических условиях.

15. Рекультивация земель производится согласно «Положения о порядке передачи рекультивированных земель землепользователю предприятиями, организациями и учреждениями, разрабатывающими месторождения полезных ископаемых и торфа, проводящими геологоразведочные, изыскательские, строительные и иные работы, связанные с нарушением почвенного покрова».

15.1. рекультивации подлежат кустовые площадки и трассы передвижения бурового оборудования;

15.2. рекультивация кустовых площадок и рекультивация трасс передвижения производится ССУ по наряд – заказу с приложением исполнительной схемы коммуникации и после откачки жидкости из амбара в нефтесборный коллектор, и должна быть закончена в течении 12 месяцев после окончания бурения кустов скважин;[11]

15.3. рекультивация земель на кустовой площадке включает в себя:

а) откачку чистой воды из шламовых амбаров;

б) засыпку амбара грунтом;

в) ликвидацию обваловки вокруг амбаров;

г) зачистку замазученности с территории площадки;

д) отсыпку грунтом зачищенных мест.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

На Вахском месторождении действующий фонд скважин по способам эксплуатации делится на эксплуатацию установками электроцентробежными насосами (УЭЦН)- 66 %, ШГН – 34%, а добыча нефти с помощью УЭЦН составляет 76%. Отсюда очевидно, что фонд скважин, оборудованных УЭЦН требует особого внимания и контроля. В данной проделанной работе проанализированы причины отказов УЭЦН, рассмотрена динамика изменения межремонтного периода скважин и пути его увеличения. Выяснилось, что основной причиной отказов УЭЦН является механические примеси (28 %).

Проанализирована эффективность подбора нефтепромыслового оборудования, проведен анализ эффективности методов борьбы со следующими осложнениями: АСПО, солеотложения, коррозия, механические примеси, рассмотрены химические, технологические, физические и тепловые способы ликвидации и предотвращения вышеперечисленных осложнений на Вахском месторождении.

### **Список используемых источников**

1. Анализ разработки Вахского месторождения с уточнением технологических показателей до 2010 г. (заключительный отчет), тема 89.81, СибНИИНП. Багаутдинов А.К. и др., Тюмень, 1982, 213 с.
2. Составление проектов и технологических схем разработки месторождений объединения «Томскнефть». Проект Вахского месторождения (заключительный), договор Е. 86. 4775. 88, ТомскНИПИнефть, Багаутдинов А.К. и др., Томск, 1990, т. 1, 511 с.
3. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-007-96, Москва, 1996, 202 с.
4. Анализ и уточнение технологических и технико – экономических показателей разработки месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК. договор № 63н (Ю-9-4-01/180), ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», Багаутдинов А.К..Ильин Н.Н. и др., Томск. 1999, т. 11, книга 1, часть 1, 181 с.
5. Обобщение и анализ результатов исследований с целью создания банка данных и оценки потенциальной продуктивности скважин месторождений П/О «Томскнефть», СибНИИНП, Юсупов К.С., Тюмень, 1993.
6. Методика оптимального подбора типоразмера и режима работы штанговой глубинной установки, РД 39-1-289-79. 24 с.
7. Комплект каталогов нефтегазопромыслового оборудования. Томск, ТПУ, 1999.
8. Методическое руководство по применению защитных приспособлений (газовых и песочных) для глубинных насосов, РД 39-1-1264-86. МНП АзНИПИнефть, 1986. 186 с.
9. Инструкция по эксплуатации нефтяных скважин скважинными штанговыми насосами, РД 39-0147213-237-(1-я редакция). МНП АзНИПИнефть, 1988. 306 с.
10. Методическое руководство по анализу работы скважинных штанговых насосов и рациональному их использованию, РД 39-1-757-82. МНП АзНИПИнефть, 1982. 154 с.

11. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. ОНД-86. – Л., Гидрометеоздат. 1986. 256 с.
12. РД 08-125-96. Дополнения и изменения к инструкции о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов. – М.: Госгортехнадзор России, 1996.
13. Крец, В.Г. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений; Учебное пособие. - Томск : Изд. ТПУ, 1992 г., 117 с.
14. Крец В.Г., Саруев, Л.А. Оборудование для добычи нефти: Учебное пособие. - Томск: Изд. ТПУ, 1997 г., 123 с.